

(ID Modèle = 454913)

Ineris - 213620 - 2767662 - v1.0

02/02/2024

Synthèse sur les phénomènes dangereux et impactants liés aux stockages souterrains d'énergie autres que l'hydrogène



#### PRÉAMBULE

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : DIRECTION SITES ET TERRITOIRES Rédaction : GOMBERT Philippe -

Vérification : THORAVAL ALAIN; POULARD FREDERIC

Approbation : Document approuvé le 02/02/2024 par BAROUDI HAFID

## Table des matières

1	Obje	jectifs					
2	Туре	bes de stockage souterrains d'énergie					
	2.1	.1 Généralités					
	2.2	Stockage souterrain d'énergie par air comprimé	9				
	2.2.1	Généralités et réalisations	9				
	2.2.2	CAES en cavité minée	13				
	2.2.3	CAES en cavité saline	14				
	2.2.4	CAES en aquifère	17				
	2.2.5	Autres concepts de CAES	18				
	2.3	Stockage d'énergie en station de transfert d'énergie par pompage	20				
	2.3.1	Généralités	20				
	2.3.2	STEP semi-souterraine	21				
	2.3.3	STEP souterraine	23				
	2.3.4	Autres concepts	25				
	2.4	Stockage souterrain d'énergie thermique	26				
	2.4.1	Généralités	26				
	2.4.2	Stockage en aquifère (ATES)	28				
	2.4.3	Stockage en forage (BTES)	30				
	2.4.4	Stockage en mine non exploitée (MTES)	30				
	2.4.5	Stockage en cavité minée (CTES)	31				
	2.4.6	Stockage en fosse (PTES)	32				
3	Réfé	rencement des stockages souterrain d'énergie (exploitation ou projets)	33				
	3.1	Généralités	33				
	3.2	Recensement des stockages souterrains d'énergie par air comprimé	34				
	3.3 par pon	Recensement des stockages (semi)souterrains d'énergie en stations de transfert d'éne npage	ergie 34				
	3.4	Recensement des stockages souterrains d'énergie thermique	35				
4	Reto	ur d'expérience et analyse des risques potentiels	36				
	4.1	Généralités sur la séquence accidentelle	36				
	4.2	Principaux phénomènes dangereux ou impactants attendus	36				
4.3 Phénomènes dangereux ou impactants liés aux stockages souterrains d'énergie comprimé							
	4.3.1	Perte de confinement					
	4.3.2	Explosion ou incendie	41				
	4.3.3	Impact sur les eaux	42				
	4.3.4	Mouvements de terrain	43				
	4.3.5	Sismicité induite	45				
	4.3.6	Émissions de gaz	46				
	4.3.7	Synthèse des principaux phénomènes dangereux ou impactant attendus	46				
	4.4	Phénomènes dangereux ou impactants liés aux stockages d'énergie en STEP souterra	ines				
	ou sem	i-souterraines	47				
	4.4.1	Perte de confinement	47				

	4.4.2	Incendie ou explosion4			
	4.4.3	Impact sur les eaux4			
	4.4.4	Mouvements de terrain4			
	4.4.5	Sismicité induite			
	4.4.6	Émissions de gaz			
	4.4.7	Synthèse des principaux phénomènes dangereux ou impactants attendus			
4.	5 PI 53	hénomènes dangereux ou impactants liés aux stockages souterrains d'énergie thermiqu 3			
	4.5.1	Perte de confinement			
	4.5.2	Incendie ou explosion			
	4.5.3	Impact sur les eaux			
	4.5.4	Mouvements de terrain			
	4.5.5	Sismicité induite			
	4.5.6	Émissions de gaz6			
	4.5.7	Synthèse des principaux phénomènes dangereux ou impactants attendus62			
5	Conclu	ision6			
6	Références bibliographiques6				
7	Annexes				

## Table des figures

Figure 1. Types de stockages souterrains et de produits stockés (Ineris, 2016)	9
Figure 2. Schéma de principe d'une installation CAES souterrain (ENEA Consulting, 2012)	10
Figure 3. Chronologie résumée du développement des projets de CAES (Evans et al., 2018)	11
Figure 4. Vue de l'intérieur du réservoir expérimental d'air comprimé de Biasca (Source : ALACAE	S)
	13
Figure 5. Représentation schématique des différents composants d'un revêtement de cavité minée.	14
Figure 6. Présentation du CAES souterrain d'Huntorf en Allemagne (Crotogino et al., 2001)	15
Figure 7. Vue en coupe des cavernes (NK1 et NK2) et de l'usine (en surface) du CAES d'Hunte	orf
(Crotogino et al., 2001)	15
Figure 8. Pressions, températures et débit d'air en tête de puits et dans les cavernes d'Huntorf lors d'	un
cycle de vidange (Crotogino et al., 2001)	16
Figure 9. Schéma d'un système A-CAES à compression étagée et stockage thermique (Grazzini	et
Milazzo, 2008)	17
Figure 10. Schématisation d'un projet de CAES en aquifère (Succar et Williams, 2008)	17
Figure 11. Illustration simplifiée du concept de « Earth Battery » (Casonhua, 2018)	18
Figure 12. Systèmes CAES à pression constante avec pompe à eau (a) ou compensation d'eau (b).	19
Figure 13. Schéma d'un nouveau système combiné CAES-UPHS (Deng et al., 2019)	19
Figure 14. Schéma s'un CAES en gisement de gaz naturel déplété (King et Apps, 2013)	20
Figure 15. Concept de STEP-3S ou UPHS (Ineris, 2016)	21
Figure 16. Exemples de projets de STEP semi-souterraines	22
Figure 17. Schéma de la STEP souterraine de Socorridos (site Web ; Sousa et al., 2022)	23
Figure 18. Concepts et projets de STEP souterraines en cavités minées	24
Figure 19. Exemples de projets de STEP souterraines en mines non exploitées	24
Figure 20. Concept de stockage souterrain de l'énergie par membrane (Olsen et al., 2015)	25
Figure 21. Concept de STEP semi-souterraine géomécanique (Koritarov et al., 2022)	26
Figure 22. Concept de STEP semi-souterraine utilisant un aquifère (Khan et Davidson, 2016)	26
Figure 23. Exemples de stockages souterrains d'énergie thermique	28
Figure 24. Principe de fonctionnement d'un système ATES en été (à gauche) et en hiver (à droit	te)
(Regnier et al., 2022)	29

Figure 25. Stockage (à gauche) et déstockage (à droite) de chaleur en champ de sondes ou BTES Figure 26. Schéma en plan (a) et en coupe (b) du projet VECTES (d'après Vantaan Energia, 2021a) Figure 29. Répartition des sites par technologie (à gauche) et par état d'avancement (à droite).......33 Figure 35. Représentation schématique des différents composants de la conception du revêtement segmenté présenté pour l'installation A-CAES du projet RICAS2020 (Perillo, 2020) ......40 Figure 36. Zones de relaxation détectées par ondes acoustiques après l'excavation des cavernes (tireté bleu) et variation de conductivité hydraulique dans les roches environnantes (isocourbes noires) (Chen Figure 37. Comparaison des inspections de la caverne NK1 réalisées en 1984 par sonar et en 2001 par laser (Crotogino et al., 2001)......44 Figure 38. Mouvements de cycliques la surface du sol enregistrés par Copernicus au droit du stockage Figure 40. Évolution du pH dans l'aquifère environnant à 15 m du réservoir souterrain (a) et dans les deux réservoirs (b) pour une perméabilité de 0,01 m/j et une porosité de 5% (Pujades et al., 2018)...49 Figure 41. Déplacements (en m) verticaux (a) et horizontaux (b) dans les tunnels transversaux en Figure 42. Exemple de soutènement du tunnel central par boulonnage (Menendez et al., 2020).......51 Figure 44. Illustration conceptuelle d'un bassin d'alimentation de captage d'eau potable (A) et de l'impact Figure 45. Isothermes calculées autour des puits chaud et froid d'un ATES en plan (à gauche) et, pour Figure 46. Estimation des surélévations du sol résultant de l'exploitation du stockage thermique saisonnier VECTES (rond jaune) pendant ses 44 années d'exploitation (Vantaan Energia, 2021b). Les Figure 47. Élévation du sol au point de surveillance SU-86 due au réchauffement des roches au cours du temps (Vantaan Energia, 2021b)......61 Figure 49. Synthèse des causes (en bleuté) et conséquences (en orangé) des risques liés au 

### Table des tableaux

#### Résumé

Le développement prévisible des énergies renouvelables nécessitera d'importantes capacités de stockage que seul peut offrir le milieu souterrain. Les enjeux porteront notamment sur le stockage d'énergie électrique, après transformation en un autre produit énergétique (hydrogène, air comprimé dans le cas des CAES, eau dans le cas des UPHS), ou le stockage direct d'énergie thermique inutilisée (UTES), en vue de sa valorisation ultérieure sous forme de chaleur ou d'électricité. Les stockages souterrains d'énergie thermique représentent l'essentiel des réalisations dans le monde car il n'existe encore que quelques prototypes ou réalisations commerciales de CAES et d'UPHS.

Après avoir décrit, les principales technologies de stockage souterrain d'énergie (à l'exception du stockage souterrain de l'hydrogène qui est traité dans un autre document), le présent rapport s'intéresse aux impacts pouvant survenir au cours de la phase de construction des ouvrages souterrains (rabattement de nappe, instabilité de terrain...), puis aux impacts induits par leur exploitation. Les cycles propres au fonctionnement des réservoirs de stockage souterrain d'énergie induisent en effet des variations généralement importantes de pression (CAES), de température (UTES, CAES) et de charge hydraulique (UPHS).

Parallèlement, un inventaire des stockages souterrains d'énergie dans le monde a été réalisé. Il a permis de réaliser un retour d'expérience pertinent portant sur les risques identifiés, et quelques-unes des mesures mises en place pour les maitriser. Ce retour d'expérience établi a montré un très faible nombre d'évènements recensés aux conséquences modérément dommageables (pas de victimes, peu de dégâts matériels).

#### Abstract

The foreseeable development of renewable energies will require significant storage capacities that only the underground environment can offer. The main challenges will be the storage of electrical energy, after conversion into another energy product (hydrogen, compressed air in the case of CAES, water in the case of UPHS), or the direct storage of unused thermal energy (UTES), for subsequent recovery in the form of heat or electricity. Underground thermal energy storage represents the bulk of projects worldwide, as there are still only a few CAES and UPHS prototypes or commercial projects. As the risks associated with underground hydrogen storage are dealt with in another document, they are not covered in this report.

After describing the main underground energy storage technologies, this report looks at the impacts that can occur during the construction phase of underground structures (lowering of the water table, ground instability, etc.), then at the impacts induced by their operation. The cycles inherent in the operation of underground energy storage reservoirs lead to significant variations in pressure (CAES), temperature (UTES, CAES) and hydraulic head (UPHS).

At the same time, an inventory of the world's underground energy storage facilities (except for hydrogen) was carried out. This enabled us to draw up relevant feedback on the risks identified, and some of the measures put in place to control them. This feedback revealed a very low number of events with moderately damaging consequences (no casualties, little material damage).

#### Pour citer ce document, utilisez le lien ci-après :

Institut national de l'environnement industriel et des risques, Synthèse sur les phénomènes dangereux et impactants liés aux stockages souterrains d'énergie autres que l'hydrogène, Verneuil-en-Halatte : Ineris - 213620 - 2767662 - v1.0, 02/02/2024.

#### Mots-clés :

Stockage souterrain, Stockage d'énergie, Chaleur fatale, Air comprimé, Station de transfert d'énergie par pompage.

#### Keywords:

Underground storage, Energy storage, Waste heat, Compressed air, Pumped hydro-energy storage.

## 1 Objectifs

La loi énergie-climat du 8 novembre 2019, a fixé à au moins 33 % la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie d'ici 2030. Certaines de ces énergies ayant un caractère intermittent ou fluctuant, leur intégration massive dans le mix énergétique nécessite de recourir à un stockage temporaire de leur production excédentaire. L'énergie électrique ne pouvant pas être stockée sous sa forme propre, il elle doit être préalablement convertie sous forme d'énergie : chimique (hydrogène, batteries), mécanique (air comprimé, chute d'eau) ou thermique (chaleur ou froid). Seule l'énergie thermique peut être directement stockée.

Il existe actuellement plusieurs types de stockage d'énergie avec des capacités différentes, depuis les containers de batteries (<1 MWh) jusqu'aux stockages souterrains de gaz naturel (~5000 GWh). Dans ce contexte, le sous-sol présente un certain potentiel pour le stockage massif de l'énergie (Ineris, 2016) : grands volumes (jusqu'à plusieurs milliards de m<sup>3</sup>), grande capacité de stockage (jusqu'à 1300 GWh pour l'hydrogène), faible empreinte environnementale en surface et meilleure sécurité. Le présent document traite des risques et impacts associés aux stockages souterrains d'énergie alternatifs au stockage d'hydrogène<sup>1</sup>.

Dans une première partie, le rapport présente succinctement les principales technologies de stockage souterrain d'énergie électrique ou thermique, ainsi que quelques exemples de sites opérationnels, de pilotes ou de projets en cours de conception. Le stockage souterrain de l'hydrogène étant traité dans un autre document, il s'agira ici des stations de transfert d'énergie par pompage souterraines ou semi-souterraines (STEP-3S), du stockage souterrain d'air comprimé et du stockage souterrain d'énergie thermique.

Le présent rapport fait suite à plusieurs documents produits par l'Ineris sur cette thématique, notamment à l'occasion de la parution en septembre 2016 du dossier de référence intitulé « *Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique. Maîtrise des risques et impacts* » ont alimenté la présente synthèse. Il s'agit des notes et rapports suivants :

- Note relative à la valorisation d'anciennes mines et carrières en Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) dans le contexte de la Transition Énergétique (Salmon, 2015),
- Le stockage souterrain d'énergie thermique dans le contexte de la transition énergétique (Gombert, 2015),
- Note relative au cadre législatif et réglementaire des stockages souterrains (Lahaie, 2015),
- Stockage souterrain de l'air comprimé dans le contexte de la transition énergétique (Thoraval, 2016),
- Les stockages souterrains d'énergie dans le contexte de la transition énergétique (Gombert et al., 2018).

Parallèlement, un référencement des stockages souterrains d'énergie a été réalisé. Il a permis de rassembler l'information et de construire un retour d'expérience pertinent portant sur les risques identifiés et quelques-unes des mesures mises en place pour les maitriser.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Les risques liés au stockage souterrain de l'hydrogène sont traités dans un autre document (référencé Ineris-206731-2735226 du 26/05/2023), et n'entrent donc pas dans le périmètre de ce rapport.

## 2 Types de stockage souterrains d'énergie

#### 2.1 Généralités

Le principe du stockage d'énergie diffère selon qu'il s'agit d'électricité ou de chaleur. Dans le premier cas, on cherche à convertir, puis à stocker, l'excédent de production pour la restituer ultérieurement au réseau sous forme d'électricité lors des pics de consommation. Dans le second cas, on vise à stocker directement de l'énergie thermique (sans préalablement la convertir) pour la réutiliser plus tard sous la même forme ou pour produire éventuellement de l'électricité. Globalement, le stockage souterrain d'énergie peut se décliner de différentes façons (Ineris, 2016) :

- après conversion de l'électricité en hydrogène (par électrolyse de l'eau) ;
- après conversion de l'électricité sous forme mécanique (air comprimé), technologie appelée Compressed Air Energy Storage ou CAES;
- après conversion de l'électricité sous forme mécanique (charge hydraulique) dans une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) - généralement implantée en surface - et sa variante souterraine ou semi-souterraine ou STEP-3S (UPHS pour Underground Pumping Hydro-Storage);
- par stockage direct d'énergie thermique (chaleur ou froid) ou Thermal Energy Storage (TES) et sa variante souterraine Underground Thermal Energy Storage (UTES).

Par rapport à son équivalent en surface, un stockage souterrain est très économique en termes d'emprise au sol et plus sûr : les produits stockés sont mieux isolés du risque d'incendie d'origine externe, d'un acte de malveillance ou encore d'une chute d'aéronef (Ineris, 2016). En outre, stocker du gaz en profondeur (le plus souvent comprises entre 200 et 2000 m) permet d'augmenter la capacité de stockage car la pression d'équilibre correspond à celle des fluides naturellement présents dans le soussol, soit plusieurs dizaines à centaines de bar<sup>2</sup>.

Le sous-sol offre trois possibilités de stockage de l'énergie (Figure 1) :

- <u>en cavité ou ouvrage miné</u>, c'est-à-dire creusé par des moyens mécaniques ; il peut s'agir d'un ouvrage crée spécifiquement pour le stockage d'énergie (généralement un tunnel) ou d'une <u>ancienne cavité réutilisée</u> (mine ou carrière souterraine, tunnel...) ; le massif ayant été fracturé lors de son creusement, les propriétés naturelles des roches ne sont pas toujours suffisantes pour assurer un bon confinement du fluide stocké, ce qui nécessite souvent de recouvrir les parois de la cavité d'un revêtement étanche ou liner ;
- <u>en cavité saline</u>, creusée par dissolution au sein d'une formation saline par injection d'eau douce au moyen d'un forage, puis récupération en surface de la saumure produite ; ces cavités bénéficient d'un coût de développement nettement inférieur à celui des cavités minées, ainsi que de l'étanchéité naturelle du sel à tous les fluides (sauf à l'eau non saturée) ;
- <u>en aquifère salin profond<sup>3</sup></u>, c'est-à-dire non utilisé ni utilisable pour l'alimentation en eau potable ; le produit est alors stocké dans la porosité de la roche-réservoir aquifère, en y injectant du gaz ou de l'eau à une température différente ; ce type de stockage inclut <u>les gisements de gaz naturel en fin d'exploitation</u>, dits déplétés ou décomprimés, qui sont généralement d'anciens aquifères dont les pores étaient naturellement saturés en gaz.

Un site de stockage souterrain peut comprendre un ou plusieurs réservoirs suivant son type :

- un stockage en aquifère ne concerne le plus souvent qu'un seul réservoir aquifère de grand volume (plusieurs milliards de m<sup>3</sup>);
- un stockage en cavité saline renferme généralement plusieurs réservoirs (32 cavités à Manosque, 27 cavités à Étrez...) d'un volume unitaire compris entre 0,1 et 1 Mm<sup>3</sup>;
- un stockage en cavité minée peut renfermer plusieurs réservoirs (1 à 2 cavités) d'un volume unitaire compris entre 0,01 et 0,1 Mm<sup>3</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Unité de pression, le terme « bar » est invariable, comme tous les symboles d'unité.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Terme consacré à l'occasion des études sur le stockage géologique du CO<sub>2</sub> : il s'agit d'aquifères trop salés et trop profonds pour être utilisés pour l'alimentation en eau potable, agricole ou industrielle.



Figure 1. Types de stockages souterrains et de produits stockés (Ineris, 2016)

Le Tableau 1 précise les spécificités des différents stockages d'énergie en milieu souterrain, en comparaison des autres types de stockages souterrains existants (gaz naturel, gaz carbonigue).

Tableau 1. Spécificités des différents types de stockage souterrain (d'après Ineris, 2016)

		Stockages d'énergie			Autres stockages (pour mémoire)			
	Hydrogène (cavité saline)	Air comprimé (cavité minée)	STEP souterraine (cavité existante)	Chaleur (cavité existante ou aquifère)	Gaz naturel (cavité saline)	CO, à l'état supercritique (aquifère profond)		
CAPACITÉS DE STOCKAGE ET PERFORMANCES TECHNICO-FINANCIÈRES								
Gamme de profondeur (m)	1000-1500	500-1000	< 1 0 0 0	10-500	500-1500	≥800		
Volume de stockage typique (m3)	500 000	100 000	100 000	100 000	500 000	≥ 10 000 000		
Gamme de pression/hauteur/ température	80-200 bar	1-100 bar	0-500 m	5-60 °C	80-200 bar	>74 bar et > 31 °C		
Densité énergétique théorique (kWh/ m <sup>3</sup> ) dans les conditions du stockage	360 <sup>(1)</sup>	2,78	1,36	64	1 440(1)	•		
Rendement	30(2)-60%(2)	40-70%(3)	70-80%	70-90%	50-60%			
Densité énergétique effective (kWh/m³)	110-220	1-2	1-1,1	45-60	720-860	•		
Cycles d'injection/soutirage	1/mois à 1/an	~1/jour	1/jour à 1/ semaine	1 à 2/an	1/mois à 1/an	(injection seule)		
Énergie stockée sur un an4 (GWh)	55-1300	30 -70	5-40	4-11	400-5000	•		
Coût équivalent de l'électricité stockée sur un an <sup>(5)</sup> (M€)	4-100	2-6	0,4-3	0,4-0,9	30-400	-		
Coût d'investissement (€/kWh)	8-11(6)	10-120(6)	0,1-10(7)	0,1-10(8)	0,05-0,2			
I - Basé sur le PCI (pouvoir calorifique inférieur)								

I - Basé sur le PCI (pouvoir calorifique inférieur) 2 - Selon utilisation finale (production d'électricité ou pile à hydrogène)

3 - Selon CAES ou AA-CAES

4 - Tenant compte des valeurs extrêmes

5 - Calculé sur la base de 0,08 € HT/kWh électrique

6 - Valeurs issues du rapport HyUnder 7 - Valeur prise égale à celle du stockage thermique faute de données sur les STEP souterraines

8 - Valeurs issues de IRENA, 2013

#### Stockage souterrain d'énergie par air comprimé 2.2

#### 2.2.1 Généralités et réalisations

Le stockage d'énergie par air comprimé ou CAES (Compressed Air Energy Storage) fonctionne sur le principe suivant (Thoraval, 2016) :

- l'électricité produite en excédent ou en période de tarif bas est utilisée pour comprimer de l'air à une pression élevée :
- cet air comprimé est ensuite stocké dans un réservoir souterrain ;
- lorsque la demande en électricité est forte ou son prix élevé, cet air est libéré par détente dans une turbine pour produire de l'électricité.

Un stockage souterrain d'énergie par air comprimé est constitué (Figure 2) :

- d'installations de surface (compresseur, pompe, turbine, détendeur, échangeur thermique, équipement de séchage et de purification...);
- d'installations souterraines, comprenant le stockage souterrain proprement dit (cavité, aquifère, fosse...) et ses ouvrages d'accès (puits d'injection/soutirage et leur équipement : tubage, cimentation, vannes de sécurité...), ainsi que les puits de contrôle.



Figure 2. Schéma de principe d'une installation CAES souterrain (ENEA Consulting, 2012)

Les deux seuls CAES souterrains existant dans le monde sont en cavité saline mais cette technologie peut également se concevoir en cavité minée ou en aquifère. En effet, le coût de chaque solution rapporté à la quantité d'énergie stockée serait largement en faveur des aquifères avec de l'ordre de 0,10 €/kWh contre 2-10 €/kWh pour les cavités salines et 10-30 €/kWh pour les cavités minées (Llamas et al., 2017). Cela est lié au fait que les infrastructures nécessaires à un CAES en aquifère se limitent à quelques puits d'injection et de soutirage, et que les volumes théoriques de stockage sont très importants (jusqu'à plusieurs milliards de m<sup>3</sup>). Par contre, l'accessibilité à un massif rocheux suffisamment étanche pour pouvoir y creuser une cavité est plus risqué au niveau de l'exploration, cela étant toutefois moindre dans le cas des formations salines généralement bien étudiées.

Le problème principal d'un CAES réside dans la gestion de la chaleur. En effet, la compression de l'air libère une forte chaleur (300 à 600°C) alors que sa décompression au niveau des turbines se traduit par un refroidissement brutal (-200°C) qui, pour éviter l'endommagement des pales, doit être compensé par un apport de chaleur. En fonction de la prise en compte de ces échanges de chaleur, on distingue trois principaux types de CAES (Rousse, 2021) :

- le CAES diabatique ou D-CAES, sans récupération de chaleur (exemples : Huntorf en Allemagne, McIntosh aux États-Unis); il nécessite donc une source de chaleur d'origine externe, généralement fossile (gaz naturel), pour réchauffer l'air décomprimé ; son rendement énergétique n'est ainsi que d'environ 50 % ;
- **Ie CAES adiabatique** ou A-CAES, où la chaleur produite par la compression est stockée à part, puis restituée lors de la décompression (exemple : Biasca en Suisse) ; cela permet de porter le rendement à plus de 70 % et d'éviter le recours à une énergie fossile pour préchauffer l'air ;
- **Ie CAES isotherme** ou I-CAES, où la chaleur est extraite en cours de compression par un fluide caloporteur ; l'air comprimé reste alors à des températures plus modérées (de l'ordre de 100°C) qui permettent de le décomprimer sans le réchauffer ; ce système, encore expérimental, parviendrait ainsi à un rendement théorique de l'ordre de 95 %.

À côté des CAES en cavité saline, qui semblent les plus matures puisqu'ils fonctionnent depuis plusieurs décennies, d'autres projets ont vu le jour en tunnels, en gisement de gaz déplété, en aquifère ou en mine non exploitée (Figure 3).



Figure 3. Chronologie résumée du développement des projets de CAES (Evans et al., 2018)

#### 2.2.2 CAES en cavité minée

Le premier essai au monde de stockage adiabatique en cavité minée a été réalisé à Biasca (Suisse) en 2016 (SFOE, 2016). Il se trouve dans le tunnel désaffecté de Pollegio-Loderio, au sein d'une cavité de 120 m de long pour 5 m de diamètre, isolée du reste du tunnel par deux bouchons de béton de 5 m d'épaisseur et des portes en acier (Figure 4). Il a permis de stocker 1 MWh d'énergie sous forme d'air comprimé, ainsi que la chaleur dégagée par la compression de l'air, également stockée dans la même cavité sous pression. Un projet commercial de 100 MW, basé sur un stockage d'air comprimé de 226 000 m<sup>3</sup> et un stockage de chaleur de 9500 m<sup>3</sup> à 550°C a ensuite été conçu (SFOE, 2016).



Figure 4. Vue de l'intérieur du réservoir expérimental d'air comprimé de Biasca (Source : ALACAES)

L'un des principaux défis techniques d'un CAES en cavité minée est la prévention des fuites d'air comprimé par les différentes parois (parement, toit, mur), d'où la nécessité de les recouvrir d'un liner pour améliorer leur étanchéité : on parle alors de « cavité revêtue » ou Lined Rock Cavern (LRC), et donc de CAES-LRC (Figure 5a). Ce liner est toutefois un produit complexe, qui ne sert pas uniquement à assurer l'étanchéité de la cavité mais qui joue également un rôle dans sa stabilité (Perillo, 2020) :

- celui décrit par de Prado et al. (2021) comprend une première couche en béton de 35 cm d'épaisseur au contact du massif rocheux, sur laquelle est apposée une seconde couche d'étanchéité de 20 cm d'épaisseur, en acier ou en plastique renforcé par fibres (fibre-reinforced plastic ou FRP);
- celui proposé par Perillo (2020), dans le cadre du projet de recherche RICAS<sup>4</sup>, se compose de différents matériaux combinés de manière à stabiliser la cavité, à soutenir la membrane et à assurer l'étanchéité à l'air requise (Figure *5*b) :
  - une couche de béton est tout d'abord projetée sur la roche, puis boulonnée au massif pour pouvoir stabiliser les parois et creuser la cavité ;
  - une couche de scellement est ensuite ajoutée afin d'assurer un contact uniforme et lisse entre le béton projeté et les futurs segments préfabriqués en béton qui supporteront la membrane d'étanchéité;
  - après avoir rempli les joints entre ces différents segments, une membrane d'étanchéité est mise en place par pulvérisation.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Projet européen d'infrastructure de recherche dédiée au stockage souterrain de très grandes quantités d'énergie verte, qui a réuni Montan Universität Leoben, SINTEF, ETH Zürich, HBI Haerter GmbH, Bayerisches Laserzentrum, GE Power et LEITAT autour du site de recherche d'Eisenerz en Autriche. Le concept est de pouvoir réaliser un stockage souterrain d'énergie partout où existe une forte demande d'énergie, indépendamment des conditions géologiques rencontrées.





Une variante du CAES en cavité minée consiste à réutiliser une mine (ou une carrière) souterraine existante mais non exploitée, voire un tunnel. Cette technologie permet de réduire l'investissement initial généré par le creusement de la cavité et de ses moyens d'accès (puits, descenderie). D'après King et al. (2021), la possibilité de stocker du gaz naturel et du gaz carbonique en mines non exploitées a été démontrée mais le cas de l'air comprimé n'a jamais été étudié, sauf par le projet ANGAS<sup>5</sup>. Les travaux préliminaires ont modélisé l'impact de la charge cyclique due à l'injection d'air sous haute pression sur les parois des galeries et montré que les infrastructures existantes sont suffisantes pour résister aux conditions imposées, à condition de poser revêtement sur les parois. Toutefois, le fait qu'il s'agisse d'une mine de charbon présente tout de même le danger d'autocombustion des veines restantes, phénomène principalement lié à l'oxydation du charbon, en cas de fuite d'air (Gombert, 2022).

De Prado et al. (2021) ont modélisé la réponse thermodynamique d'un projet d'A-CAES en cavité minée revêtue. La configuration étudiée est celle d'un tunnel de 200 m<sup>3</sup> creusé au sein d'une mine de charbon non exploitée. Le revêtement, décrit plus haut, comprend deux couches d'étanchéité en béton puis en FRP ou en acier. Les résultats obtenus montrent que le FRP isole mieux que le revêtement en béton seul. Avec de l'acier, le béton est affecté par l'augmentation de température jusqu'à 15 cm de profondeur. Dans tous les cas, aucune fluctuation de température significative (>5°C) n'a été observée dans le massif rocheux au cours de simulations portant sur 30 cycles de charge/décharge à des mises en pression de 5 à 8 MPa.

#### 2.2.3 CAES en cavité saline

Les deux seules réalisations industrielles de CAES répertoriées à ce jour concernent les D-CAES d'Huntorf en Allemagne (Basse-Saxe : Figure 6 et Figure 7) et de McIntosh en Alabama (Etats-Unis). Ils ont tous deux été construits en 1978 dans des cavités salines spécifiquement creusées pour cet usage, et sont encore opérationnels à ce jour. Il existe également un démonstrateur d'I-CAES en cavité saline, testé en 2014 à Boston (États-Unis). D'autres concepts de CAES sont également possibles (voir chapitre 2.2.5).

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Ce projet vise à réaliser un petit pilote d'A-CAES isobarique dans une ancienne mine souterraine de charbon ennoyée du nord de l'Espagne (King et al., 2021)



a) Vue aérienne du site *b)* Schéma de principe de la centrale Figure 6. Présentation du CAES souterrain d'Huntorf en Allemagne (Crotogino et al., 2001)

Le CAES d'Huntorf se présente sous la forme de deux cavernes de 140 000 et 170 000 m<sup>3</sup>, creusées spécifiquement pour le projet de stockage d'air dans le sel entre 650 et 800 m de profondeur (Figure 7). Espacées de 220 m, elles ont un diamètre maximum de 60 m (Crotogino et al., 2001). Leur forme irrégulière est due à des intercalations de bancs de terrains insolubles (argiles, marnes, calcaires).



Figure 7. Vue en coupe des cavernes (NK1 et NK2) et de l'usine (en surface) du CAES d'Huntorf (Crotogino et al., 2001)

Il s'agit d'un D-CAES qui fonctionne de façon cyclique (charge/décharge) dans une gamme de pression de 20 bar<sup>6</sup> à 70 bar avec une vitesse maximale de baisse de pression de 15 bar/h (Figure 8). Lors des cycles, la chaleur de compression est évacuée mais celle de l'air comprimé stocké fluctue de 10°C à 35°C environ. Une simulation thermodynamique a toutefois montré que les échanges thermiques qui s'en suivent avec l'encaissant rocheux sont modérés et que l'impact des températures ne se fait sentir que dans une zone périphérique relativement limitée, sur une épaisseur d'environ 1 m par rapport parois des cavités.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Si nécessaire, les cavités peuvent être mises à la pression atmosphérique (1 bar) pendant plusieurs mois, notamment pour maintenance ; cela a par exemple été le cas pendant près d'un an à Huntorf.



Figure 8. Pressions, températures et débit d'air en tête de puits et dans les cavernes d'Huntorf lors d'un cycle de vidange (Crotogino et al., 2001)

Les projets de recherche ADELE<sup>7</sup> (2010-2013) et ADELE-ING<sup>8</sup> (2013-2016) ont tous deux étudié le concept d'A-CAES en cavité saline, qui offre à ce jour le meilleur retour d'expérience et des garanties de stockage. Son principal atout est son rendement élevé, jusqu'à 70 %, du fait de la possibilité de récupérer une partie de la chaleur de compression contrairement au D-CAES, mais deux problèmes restent à résoudre pour construire de tels système (Budt et al., 2016) :

- un compresseur qui fonctionne à une température de sortie élevée (proche de 600°C) ; une telle machine est techniquement réalisable mais un effort d'ingénierie considérable reste nécessaire ;
- la réalisation d'un stockage d'énergie thermique à haute température afin de pouvoir restituer la chaleur en phase de décompression ; pour résister aux fortes contraintes thermomécaniques induites, cela nécessite des matériaux spéciaux et une ingénierie complexe.

Il est cependant possible de réduire cette température en réalisant une compression étagée (Figure 9) :

- une première compression C1 à 2,4 bar, suivie d'une phase de refroidissement au cours de laquelle la chaleur produite est stockée dans un réservoir souterrain ou en surface ;
- une deuxième compression C2 à 19 bar, également suivie d'une phase de refroidissement et de stockage de chaleur ;
- une troisième compression C3 à 65 bar, également suivie d'une phase de refroidissement et de stockage de chaleur.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Projet européen CORDIS réunissant les partenaires suivants : RWE Power, General Electric, Zublin AG, German Aerospace Centre (DLR). Son objectif était de développer une centrale A-CAES jusqu'à la maturité de l'appel d'offres pour un premier démonstrateur visant un rendement global de 70 %. Ce projet a été annulé pour des raisons non techniques liées à la baisse du coût de l'énergie.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Projet européen réunissant les partenaires précédents plus Fraunhofer IOSB et l'université de Magdebourg. Son objectif était de poursuivre le projet ASDELE en étudiant les aspects techniques et les variantes des systèmes A-CAES (Zunft et al., 2014).

On parvient alors à une température libérée plus acceptable de 380°C qui peut même descendre encore plus bas (environ 132°C à une pression finale de 200 bar) si on utilise cinq étages de compresseurs et de détendeurs avec un échange de chaleur entre chacun d'eux (Budt et al., 2016)



Figure 9. Schéma d'un système A-CAES à compression étagée et stockage thermique (Grazzini et Milazzo, 2008)

#### 2.2.4 CAES en aquifère

Trois CAES expérimentaux ont concerné des aquifères (EPRI-DOE, 2003) :

- à Sesta en Italie, vers 2000, opéré par ENEL avec une puissance de 25 MW ;
- à Pittsfield aux États-Unis (Massachusetts) dans les années 1980,
- à Des Moines aux États-Unis (Iowa) en 2015.

Bien que les cavités salines disposent à ce jour d'un excellent retour d'expérience et des meilleures garanties pour le stockage de gaz, il n'existe pas de gisement de sel approprié dans toutes les régions du monde : c'est pourquoi la possibilité de stocker de l'air comprimé dans des roches poreuses (aquifères ou gisement déplétés) est à l'étude (Figure 10). Ce principe a d'ailleurs déjà été utilisé dans de nombreux stockages souterrains de gaz naturel (y compris en France) mais avec des temps de remplissage et de vidange de l'ordre de plusieurs mois, et non de quelques heures ou jours, comme ceux nécessaires au fonctionnement des CAES. Il serait donc plutôt adapté à un stockage intersaisonnier, complémentaire aux durées de stockage plus courtes offert par des cavités salines ou minées.



Figure 10. Schématisation d'un projet de CAES en aquifère (Succar et Williams, 2008)

Dès 1978, sur la base d'une étude bibliographique et d'avis d'experts, Smith et al. (2018) ont établi des critères pour assurer le bon fonctionnement et la stabilité à long terme d'un CAES en aquifère. Si des températures de l'air stocké inférieures à 100°C n'induisent pas de difficulté majeure, des problèmes apparaissent à plus haute température<sup>9</sup> du fait des paramètres suivants : la présence d'eau en phase liquide sous haute pression, des réactions chimiques indésirables, l'érosion et le transport de particules (notamment suite à l'érosion des grès induite par la circulation des fluides). Cela conduit notamment à un endommagement thermo-hydro-mécanique de la roche-réservoir, ou encore du tubage et des matériaux de cimentation du puits.

Le coût d'investissement d'un CAES en aquifère est inférieur d'au moins un ordre de grandeur à celui d'un CAES en cavité (voir Tableau 1) et ce, pour une capacité de stockage largement supérieure. Au Royaume-Uni, la capacité de stockage des aquifères salins de Mer du Nord et de Mer d'Irlande, situés à moins de 4 000 m de profondeur, a été estimée entre 77 et 96 TWh (avec un rendement de 54 % à 59 %) contre seulement 8 TWh pour des CAES en cavités salines (Mouli-Castillo et al., 2019). En outre, ces sites se trouvent à proximité de parcs éoliens offshore qui produisent une électricité renouvelable.

Néanmoins, seules quelques petites installations d'essai ont été construites à ce jour avec des résultats variables (Evans et al., 2021).

#### 2.2.5 Autres concepts de CAES

Le principe de l'I-CAES a été créé pour s'affranchir du problème majeur de la gestion de la forte chaleur produite par la compression. Il est basé sur la récupération progressive de la chaleur en cours de compression de l'air, quel que soit le type de réservoir envisagé (cavité saline ou minée, aquifère...).

Un premier concept repose sur des compresseurs à piston qui peuvent effectuer un cycle de compression ou d'expansion relativement lent afin de laisser suffisamment de temps aux échanges de chaleur pour se produire à l'intérieur du système lui-même. Une variante consiste d'ailleurs à pulvériser un liquide dans la chambre de remplissage d'une machine à piston pour absorber cette chaleur par vaporisation.

Un deuxième concept est celui de la « Earth Battery » (Figure 11) qui possède deux ou plusieurs étages de compression et autant d'étages d'expansion (Casonhua, 2018). Pendant le cycle de charge (compression), l'air est comprimé et refroidi plusieurs fois par échanges thermiques avec la saumure d'un réservoir souterrain stockée ou présente dans une autre couche. Au cours du cycle de décharge (expansion), l'air froid à haute pression est réchauffé par cette saumure chaude avant d'entrer dans les expanseurs puis dans les turbines. La saumure refroidie est ensuite renvoyée sous terre pour un nouveau cycle.



Figure 11. Illustration simplifiée du concept de « Earth Battery » (Casonhua, 2018)

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Du fait de la profondeur des réservoirs aquifères visés, la température d'ébullition de l'eau peut y dépasser 100°C.

Un troisième concept est le CAES hydropneumatique (ou oléopneumatique) qui a la spécificité d'utiliser de l'eau (ou de l'huile) comme fluide intermédiaire pour compresser et détendre l'air qui servira à faire tourner la turbine. L'utilisation de ce fluide intermédiaire permet de limiter l'augmentation de la température de l'air lors de la compression au moyen de pompes hydrauliques qui atteignent des pressions de plus de 200 bar (Figure 12a). Un séparateur air/liquide peut être toutefois requis avant le stockage d'air comprimé dans les configurations où le fluide intermédiaire est en contact direct avec l'air. Une variante dite « par compensation d'eau » utilise le poids d'une colonne d'eau pour mettre l'air en pression à la place de pompes hydrauliques : il faut pour cela disposer d'un bassin en surface assurant la mise en pression et d'un réservoir installé sous terre. Dès 1982, le laboratoire américain Pacific Northwest Laboratory (PNL, 1982) a proposé le schéma d'un tel système d'une puissance de 220 MW (Figure 12b).



a) Système avec pompe à eau (Kim et al., 2011)
b) Système par compensation d'eau (PNL, 1982)
Figure 12. Systèmes CAES à pression constante avec pompe à eau (a) ou compensation d'eau (b)

En dernier lieu, Deng et al. (2019) ont proposé de combiner le principe du CAES et de l'UPHS ou STEP (voir chapitre suivant) afin de réutiliser les nombreuses mines de charbon en fin d'exploitation en Chine. Dans ce concept expérimental d'I-CAES, l'air comprimé serait tout d'abord refroidi en surface avant d'être stocké sous terre dans des réservoirs souples où, au cours de sa détente vers la turbine de production électrique, la pression serait maintenue constante par compensation avec de l'eau. Celle-ci pourrait également être turbinée à cette occasion et produire ainsi de l'électricité (Figure 13).



Figure 13. Schéma d'un nouveau système combiné CAES-UPHS (Deng et al., 2019)

<u>Légende</u> : (1) source d'énergie, (2) réservoir de surface, (3) conduite d'eau, (4) pompe à eau, (5) mur d'obturation, (6) chaussée, (7) réservoirs souples (en coupe longitudinale à gauche, et transversale à droite), (8) conduite d'air comprimé, (9) unité de stockage de chaleur, (10) électromoteur, (11) compresseur, (12) turbines, (13) générateur, (14) lignes électriques, (15) réseau électrique.

En dernier lieu, on présente le cas d'un CAES en gisement de gaz naturel déplété. Dans les formations concernées, la porosité et la perméabilité du réservoir ainsi que son étanchéité ont été reconnues comme aptes au stockage de gaz lors de l'exploitation du gisement. Toutefois, King et Apps (2013) pensent qu'il n'existe qu'un nombre limité de gisements de gaz naturel déplété dont la matrice poreuse est suffisamment perméable pour supporter les débits massiques d'air requis dans un CAES. Pour Evans et al. (2018, 2021), d'autres défis se posent, notamment liés aux hydrocarbures qui restent dans le réservoir après l'arrêt de la production et qui peuvent former un mélange gazeux inflammable avec l'air injecté. Par ailleurs, des dommages du massif rocheux peuvent s'être produits pendant la phase de production de gaz en raison de la dépressurisation du réservoir (Evans et al., 2018). Enfin, la roche couverture peut avoir subi une fracturation consécutive à la baisse de pression du réservoir et son intégrité peut alors nécessiter un examen. Le réemploi de ces gisements comme CAES peut induire des réactions entre l'oxygène de l'air et les constituants minéraux de la roche réservoir, allant dans le sens d'un enrichissement du réservoir profond en oxygène et d'une désoxygénation de l'air stocké. Succar et Williams (2008) ont ainsi mis en évidence la désoxygénation de l'air stocké pendant plus d'un mois dans un aquifère à Pittsfield (USA) de 1981 à 1985, du fait de sa réaction avec la pyrite. Cette réaction ne pose pas de problème significatif pour l'exploitation du réservoir mais, en cas d'oxydation partielle, il peut se former des espèces chimiques intermédiaires qui peuvent dégrader la roche : l'apparition d'hydroxyde ferrique colloïdal (Fe(OH)SO<sub>4</sub>) et de mélantérite (FeSO<sub>4</sub>, 7 H<sub>2</sub>O) induisent un gonflement jusqu'à 500 % du volume initial de la pyrite, ce qui peut entraîner le colmatage des pores et par la même une forte baisse de la perméabilité du réservoir.



Figure 14. Schéma s''un CAES en gisement de gaz naturel déplété (King et Apps, 2013)

#### 2.3 Stockage d'énergie en station de transfert d'énergie par pompage

#### 2.3.1 Généralités

Une Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) ou Pumping Hydro-Storage (PHS) est constituée de deux réservoirs d'eau situés à des altitudes différentes. En période de surproduction d'électricité ou de tarif bas, l'eau du réservoir inférieur est pompée vers le réservoir supérieur puis, lors des pics de consommation en électricité, l'eau du réservoir supérieur est vidangée vers le réservoir inférieur à travers une turbine pour produire de l'électricité. Le principe est donc similaire à celui d'un CAES en remplaçant l'air par l'eau et la pression par la hauteur de chute.

Sous la forme de STEP de surface, cette technologie assure actuellement 99 % du stockage de l'énergie électrique à l'échelle mondiale. Son rendement est compris entre 75 % et 80 %ce qui fait de cette technologie de stockage d'énergie l'une des plus intéressantes (Salmon, 2015). La France en possède d'ailleurs six dont la plus grande d'Europe qui a une puissance installée de 1,8 GW à Grand'Maison en Isère : l'eau y transite entre deux barrages situés à 700 m et 1700 m d'altitude.

La réalisation d'une STEP de surface nécessite l'aménagement de deux bassins de taille conséquente (plusieurs Mm<sup>3</sup> chacun), ce qui est de plus en plus difficilement accepté sur le plan de leur impact environnemental. C'est pourquoi des projets visant à implanter en souterrain le réservoir inférieur ou

même les deux réservoirs ont vu le jour. On parle alors respectivement de STEP semi-souterraine (Figure 15a) et de STEP souterraine (Figure 15b) ou, plus globalement, de STEP-3S (STEP Souterraine ou Semi-Souterraine). En anglais, le terme consacré est UPHS pour Underground Pumping Hydro-Storage.

Comme précédemment pour les systèmes de CAES, il existe la possibilité de réutiliser d'anciens vides souterrains (mines, carrières, tunnels...) comme réservoirs de stockage d'eau afin de limiter le coût et l'impact environnemental<sup>10</sup> d'un UPHS.



a) STEP semi-souterraine avec réservoir supérieur en surface et réservoir inférieur en souterrain





#### 2.3.2 STEP semi-souterraine

Afin de pallier l'absence de sites à topographie marquée et de limiter les impacts sur l'environnement d'une STEP de surface (principalement liés à l'emprise des bassins), une première solution consiste à implanter sous terre le réservoir inférieur (Salmon, 2015). En France, ce concept a été évoqué dans l'avis n°260 de la Commission nationale du débat public (CNDP, 2018) mais il n'a, semble-t-il, jamais été concrétisé.

De nombreux projets de STEP semi-souterraines ont été étudiés dans le monde (Figure 16) :

- dans des cavernes creusées dans la craie aux Pays-Bas (Figure 16a) ou dans le granite en Finlande (Figure 16b) ;
- dans une mine de charbon non exploitée en Allemagne (Figure 16c) ;
- dans une carrière souterraine de calcaire à Summit County aux États-Unis (Ohio), d'un volume de 9,6 Mm<sup>3</sup> située à 671 m de profondeur (Uddin et Asce, 2003 ; Figure 16e) ;
- dans les ardoisières de Martelange en Belgique, avec un réservoir de surface de 400 000 m<sup>3</sup> et un réservoir souterrain formé de 9 chambres d'exploitation de 15 x 45 m situées à 150 m de profondeur (Pujadès et al., 2021 ; Figure 16f).

Seul a été réalisé le projet de Nassfeld en Autriche (Madlener et Specht, 2020). Il s'agissait initialement de rentabiliser une STEP de surface construite au début des années 1980 en agrandissant son réservoir inférieur, également situé en surface. Cela n'ayant pas pu se faire pour diverses raisons, notamment environnementales, il a été décidé en 2006 de remplacer ce nouveau réservoir de surface par un réservoir souterrain : celui-ci est formé d'un réseau de 1950 m de galeries de section ovale (14,6 x 7,5 m), creusées dans le massif, totalisant un volume de stockage de 160 000 m<sup>3</sup> (Figure 16d).

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Cet impact est dû au réservoir supérieur qui se trouve le plus souvent en surface, les cas d'UPHS entièrement souterraines étant très rares.

-	K		_		
-300	Cretaceous and Tertiary				
		← Ventilation shaft	Water — <b>→</b> shaft	Transport → shaft	
1,000_					
1,400		Machi			J

a) Projet O-PAC, Geverik (NL)



c) Projet de la mine Prosper-Daniel (D)



b) Projet de la mine de Lilla Båtskär à Åland (FL)



d) Réalisation de l'UPHS de Nassfeld (A)



e) Projet de la carrière sout. de Summit (USA)



f) Projet de l'ardoisière souterraine de Martelange (B)



#### 2.3.3 STEP souterraine

Comme précédemment, afin de pallier l'absence de sites à topographie marquée et de limiter les impacts sur l'environnement d'une STEP de surface, il est théoriquement possible d'implanter les deux réservoirs d'une STEP en souterrain, à deux profondeur différentes (Salmon, 2015). La première STEP entièrement souterraine a été construite à Socorridos, sur l'île de Madère (Portugal), dans des formations basaltiques (Sousa et al., 2022). Elle est constituée de deux réservoirs souterrains situés dans des tunnels creusés à flanc de versant et d'une caverne souterraine de 44 m de longueur, 26 m de hauteur et 12 m de largeur où se trouve la station de pompage/turbinage (Figure 17). Les tunnels sont séparés par un dénivelé de 450 m. Celui qui forme le réservoir supérieur (tunnel de Covao) est circulaire et mesure 3 m de diamètre pour 5,2 km de longueur. Celui qui forme le réservoir inférieur (galerie de Socorridos) est elliptique et mesure 7 m de largeur sur 5 m de hauteur pour 1,25 km de longueur. Ils ont tous deux une capacité de stockage d'environ 40 000 m<sup>3</sup>, ce qui autorise 6 h de production d'électricité avec une puissance installée de 24 MW.



Figure 17. Schéma de la STEP souterraine de Socorridos (site Web<sup>11</sup>; Sousa et al., 2022)

Le projet de Graz, en Autriche (Boehler, 2019) est comparable au précédent. Il prévoit de creuser deux réseaux de galeries d'un volume unitaire de 4 Mm<sup>3</sup>, séparés par 1600 m de dénivelé (avec toutefois un palier intermédiaire à 800 m) afin de pouvoir fournir 1000 MW d'électricité pendant 16 h (Figure 18a).

Le concept de LAPS (Location Agnostic Pumped Storage ou Stockage par pompage indépendant de l'emplacement) est basé sur un réservoir inférieur creusé en spirale, autour d'un puits principal, au moyen d'un tunnelier (McWilliamms, 2021). Quant au réservoir supérieur, ce serait un barrage construit avec les déblais de creusement (Figure 18c).

Enfin, il existe également un concept mixte appelé TUPH (Thermal Underground Pumped-storage Hydropower), basé sur un système intégrant une production d'hydroélectricité par STEP et un stockage d'énergie thermique en cavité minée (Pikl et al., 2021 ; Figure 18b). Il s'agit en fait d'un système de pompage-turbinage d'eau chaude entièrement souterrain et en boucle fermée, avec deux cavernes-réservoirs reliées par un puits de pression. Afin de stocker l'énergie thermique en même temps que l'énergie électrique, l'eau est chauffée jusqu'à 95°C au moyen d'échangeurs de chaleur récupérant de la chaleur fatale issue de diverses sources. Avec une chute d'eau de 800 m et des réservoirs de 2 Mm<sup>3</sup> chacun, ce dispositif permettrait ainsi d'assurer un stockage électrique de 500 MW<sub>él</sub> pour une durée de fonctionnement de 8 h, et un stockage thermique de 400 MW<sub>th</sub>.

Un dernier projet, parmi les plus aboutis<sup>12</sup>, est celui de la Commission fédérale de régulation de l'énergie des États-Unis (FERC) qui prévoit la construction d'une STEP souterraine à Mineville, comté d'Essex (New-York) (Strang, 2017). Il s'agit de réutiliser une ancienne cavité minée (mine souterraine de fer) qui renferme déjà 37 km de tunnels d'une largeur moyenne de 11 m pour une hauteur moyenne de 7 m. Le système de stockage est prévu pour être en boucle fermée avec deux réservoirs souterrains de 3 Mm<sup>3</sup> chacun (Figure 19b). Le réservoir supérieur serait installé dans la partie supérieure de la mine entre 150

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> <u>https://www.youtube.com/watch?v=O1Fp6TCIOKU</u>

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> D'après Uddin et Asce (2003), plusieurs STEP souterraines auraient été construites aux Etats-Unis à la fin du 20<sup>e</sup> siècle mais aucune liste n'en est fournie.

et 330 m d'altitude, et le réservoir inférieur dans la partie inférieure de la mine, entre -330 et -470 m d'altitude. Cet UPHS permettrait de produire 240 MW avec une capacité de stockage de 737 GWh. Le projet, d'un coût total de 264 M\$, n'a pas encore été approuvé par le gouvernement fédéral.



Figure 18. Concepts et projets de STEP souterraines en cavités minées



a) Mine de fer de Mineville, USA (FERC, 2019) b) Mine d'or de Bendigo, Australie (ARUP, 2016) Figure 19. Exemples de projets de STEP souterraines en mines non exploitées

#### 2.3.4 Autres concepts

Il existe de nombreux autres concepts d'UPHS qui ne sont encore qu'à l'état de projets ou d'idées.

#### ⇒ Stockage souterrain de l'énergie par membrane (EM-UPHS)

Olsen et al. (2015) ont imaginé le principe d'une vaste citerne souple recouverte de quelques mètres de terrains (3 à 25 m). Le remplissage de cette citerne par de l'eau sous pression soulève les terrains dont le poids maintient en retour l'eau en pression : il suffit alors d'ouvrir la vanne de vidange pour obtenir un débit d'eau sous pression qui permet de faire tourner une turbine (Figure 20). C'est un concept adapté à des pays qui, comme le Danemark, n'ont pas de reliefs majeurs pour réaliser des STEP, qui ont des formations superficielles meubles aisément terrassables et qui disposent de réservoirs d'eau de surface (mer, lac, rivière). Ainsi, le réservoir souterrain peut être situé près de la côte, à proximité du niveau de la mer, où il ne sera pas visible dans le paysage (après la phase de construction) et où une fuite n'aurait pas d'impact majeur.

Des essais de validation du concept ont été réalisés en laboratoire puis *in situ* avec une citerne souple de 50 x 50 m, d'un volume de 1 500 m<sup>3</sup>, située sous une couche de sol de 3 m. Cette couche représente une masse d'environ 15 000 t de terre et le soulèvement moyen dû à l'injection d'eau a été de 0,6 m. L'énergie ainsi stockée était de l'ordre de 25 kWh et la puissance fournie de 5 à 10 kW mais ce concept a été extrapolé à une citerne souple de 500 x 500 m, située sous une couche de terre de 25 m, capable de stocker 200 MWh d'énergie et de restituer une puissance de 30 MW avec un soulèvement de 10 m.



Figure 20. Concept de stockage souterrain de l'énergie par membrane (Olsen et al., 2015).

<u>Légende de la figure de droite</u> : A) citerne souple, B) tuyau de raccordement, C) pompes, D) réservoir d'eau, E) crépine, F) membranes, G) sol, H) indicateur de niveau, I) manomètre, J) débitmètre.

#### ⇒ STEP semi-souterraine géomécanique

Ce concept est proche du précédent mais il utilise les propriétés d'élasticité naturelles de certains terrains en lieu et place d'une citerne souple. Il s'agit de la technologie « Geomechanical PSH »'actuellement développée par Quidnet Energy Inc. aux États-Unis. Elle consiste à injecter de l'eau sous pression entre des couches rocheuses profondes en jouant sur leurs propriétés élastiques, ce qui est le cas lorsque la contrainte imposée est faible. Lors des besoins de production, il suffit d'ouvrir les vannes et l'eau maintenue sous pression par le poids des terrains remonte en surface et actionne une turbine hydroélectrique pour produire de l'électricité. Le réservoir inférieur n'est donc pas creusé mais « créé » par injection d'eau sous pression avec, toutefois, un danger de fracturation hydraulique (et donc un risque de séisme induit) en cas de surpression. La taille de ces UPHS peut varier de 1 à 10 MW environ, avec une durée de stockage de l'énergie de 10 heures ou plus.



Figure 21. Concept de STEP semi-souterraine géomécanique (Koritarov et al., 2022)

#### ⇒ <u>STEP semi-souterraine utilisant un aquifère</u>

Le concept d'utilisation d'un aquifère, plutôt que d'une cavité souterraine, comme réservoir inférieur a été étudié aux États-Unis (Koreny, 2016) et en Afrique du Sud (Khan et Davidson, 2016) mais aucune réalisation ne semble avoir vu le jour. Les avantages principaux résident dans la présence d'un seul bassin en surface et dans l'absence de creusement d'un réservoir en profondeur. Aux États-Unis, en Californie, il s'agit du projet Willow Springs Water Bank (WSWB) qui prévoyait principalement de stocker jusqu'à 620 Mm<sup>3</sup> d'eau dans des aquifères pendant les années humides afin de pouvoir les utiliser en cas de sécheresse avec, en parallèle, création d'une STEP semi-souterraine appelée AVWS (Antelope Valley Water Storage ou Projet de stockage d'eau de la vallée d'Antelope). L'objectif était de produire de l'énergie hydroélectrique pendant les heures de pointe, lors du déstockage souterrain de l'eau à l'aide de turbines immergées, sans interférer avec les opérations principales du WSWB en tant que banque d'eau. Un précédent projet de petite taille (10 kW) avait déjà été étudié au Colorado en 2007 : il avait recommandé de réaliser un test de validation du concept, qui n'a cependant jamais vu le jour. L'Afrique du Sud a également brièvement examiné cette possibilité (Khan et Davidson, 2016) sans plus de succès (Figure 22).



Figure 22. Concept de STEP semi-souterraine utilisant un aquifère (Khan et Davidson, 2016)

#### 2.4 Stockage souterrain d'énergie thermique

#### 2.4.1 Généralités

Le stockage souterrain d'énergie thermique (UTES pour Underground Thermal Energy Storage) consiste à stocker de la chaleur ou du froid en vue d'une réutilisation ultérieure, généralement à une échelle saisonnière (Gombert, 2015) : la chaleur est ainsi stockée en été pour être réutilisée pour le chauffage en hiver et, *a contrario*, le froid est stocké en hiver pour servir à la climatisation en été. Il s'agit

le plus souvent d'énergie thermique (dite « fatale ») produite par un process industriel<sup>13</sup> mais rejetée car inutilisée. Le stockage souterrain d'énergie thermique met simplement à profit les propriétés isolantes d'un sous-sol à température normale : il se distingue en cela de la géothermie qui exploite la chaleur naturelle d'une zone chaude en profondeur.

Les techniques de stockage d'énergie thermique sont généralement réparties en trois catégories (Bourdoncle, 2020) :

- le stockage thermochimique qui repose sur une réaction chimique réversible ou sur un processus de sorption/désorption ;
- le stockage par chaleur latente<sup>14</sup> qui utilise l'échange d'énergie qui se produit lors du changement d'état (généralement solide-liquide) à température constante d'un matériau à changement de phase ;
- le stockage par chaleur sensible<sup>15</sup>, le plus répandu, qui correspond au stockage d'énergie thermique par augmentation ou diminution de la température d'un milieu (eau ou roche).

Seule cette dernière catégorie sera traitée ici. C'est en effet la technologie de stockage souterrain d'énergie qui possède le plus de réalisations dans le monde. Elle se décline en quatre principales versions (Figure 23) :

- le stockage en aquifère (ATES pour Aquifer Thermal Energy Storage) où de l'eau souterraine est pompée, réchauffée autour de 30-40°C ou refroidie autour de 5°C, puis réinjectée ; il en existe plusieurs milliers d'exemples dans le monde (Pays-Bas, Amérique du Nord, Chine...), le plus souvent de petite taille car ils sont adaptés au chauffage ou à la climatisation de maisons individuelles ;
- le stockage en forage ou en sonde (BTES pour Borehole Thermal Energy Storage) où un fluide caloporteur circulant en circuit fermé dans un forage échange sa chaleur avec la roche ; il en existe plusieurs centaines d'exemples dans le monde (Suisse, Belgique, Pays-Bas, Amérique du Nord, Chine...), généralement dimensionnés pour des chauffages collectifs et implantés au moment des fondations, notamment en ce qui concerne les bâtiments sur pieux ;
- le stockage en caverne ou en cavité (CTES pour Cavern Thermal Energy Storage) où de l'eau très chaude (~100°C) est stockée dans des cavités creusées dans des roches dures ; dans les pays scandinaves (Suède, Finlande, Norvège), il existe une dizaine de cavités de 10 000 à 100 000 m<sup>3</sup> mais la plupart d'entre elles ne sont plus en fonctionnement. Un nouveau projet, qui devrait être le plus grand du monde, est en cours de réalisation en Finlande (Vantaan Energia, 2021a) ;
- le stockage en mines non exploitées (MTES pour Mine Thermal Energy Storage) dont quelques exemples ou projets existent dans le monde (Allemagne, Pays-Bas, États-Unis, France).

On mentionnera également pour information deux autres types de stockages semi-enterrés :

- le stockage en fosse (PTES pour Pit Thermal Energy Storage) où de l'eau chaude est stockée dans des fosses profondes d'une vingtaine de mètres, creusées dans un sous-sol meuble, d'un volume de 100 000 à 200 000 m<sup>3</sup>; elles sont ensuite revêtues d'un liner imperméable et isolant, y compris à leur surface ; il en existe une douzaine de sites essentiellement localisés au Danemark<sup>16</sup> du fait d'une bonne acceptabilité sociétale et de la présence, dans ce pays, d'un épais recouvrement de formations superficielles meubles ;
- le stockage en réservoirs (TTES pour Tank Thermal Energy Storage) dont le volume varie de 1000 à 10 000 m<sup>3</sup>; ces réservoir peuvent être creusés dans le sol ou construits en surface puis recouverts de terre pour améliorer leur isolation (Bourdoncle, 2020); ils ne seront pas abordés dans ce document, si ce n'est comme variante locale d'un CTES ou d'un PTES.

La température de stockage varie suivant la technologie employée mais elle est généralement de l'ordre de 20 à 30°C pour les systèmes dits LT (Low Temperature), 30 à 50-60°C pour les systèmes dits MT (Mean Temperature) et >50-60°C pour les systèmes dits HT (High Temperature). Les technologies

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Incinération des ordures ménagères, usine sidérurgique, cimenterie, réseau d'égout, station d'épuration, data center, rejet de pompe à chaleur ou de climatiseur.

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> La chaleur latente modifie l'état physique d'une matière (solide, liquide ou gazeux).

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> La chaleur sensible modifie la température d'une matière.

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> En France, ce type de stockage relèverait de différentes réglementations, notamment la loi sur l'eau.

ATES et BTES restent généralement dans la gamme LT alors que les CTES et PTES atteignent fréquemment des températures de l'ordre de 80-100°C. En outre, se développe actuellement dans certains pays un concept à haute température pour les ATES et les BTES, donnant respectivement des HT-ATES et HT-BTES, afin d'améliorer les performances de ces technologies de stockage et d'optimiser la gestion de la demande des réseaux de chaleur. La température peut y dépasser 60°C et atteindre 90°C (Kallesøe et Vangkilde-Pedersen, 2019 ; Fleuchaus, et al., 2020 ; Heatstore, 2021). Le stockage de la chaleur à haute température permettrait en effet un meilleur rendement par rapport aux températures plus basses généralement appliquées à l'heure actuelle (Kabuth et al., 2017). Jusqu'à des profondeurs inférieures à 500 m, le stockage de chaleur à haute température induit des coûts d'installation encore raisonnables pour des bâtiments d'habitation ou de bureaux. Cependant, en Allemagne, les préoccupations environnementales limitent les systèmes HT-ATES à des aquifères non utilisées pour l'eau potable afin d'éviter des perturbations physicochimiques ou bactériologiques qui pourraient s'avérer préjudiciables.



a) Stockage en aquifère (<u>https://terra-energy.be/</u>)



c) Cavité de Lyckebo (Hellström, 2012)



b) Stockage en forage (https://terra-energy.be/)



d) Fosse de Vojens (www.era.ac.uk/)



e) Stockage en réservoir (IEA-SHC, 2015) Figure 23. Exemples de stockages souterrains d'énergie thermique

f) Mine abandonnée d'Heerlen (mijnwater.com)

### 2.4.2 Stockage en aquifère (ATES)

Le principe d'un ATES est d'injecter de l'eau chaude dans un aquifère tout en récupérant de l'eau froide dans une autre zone de ce même aquifère, ou parfois dans un autre aquifère, afin d'éviter que les deux panaches thermiques ne se mélangent. On utilise pour cela un doublet de forages sur le même principe que les doublets géothermiques mais en moins profonds (Figure 24). Ce système peut être utilisé en été pour la climatisation des bâtiments grâce à l'eau de la nappe qui se trouve à température ambiante (autour de 10-20°C en Europe), et pour leur chauffage en hiver s'il est couplé à une pompe à chaleur.

Selon Blum et al. (2021), l'utilisation thermique des aquifères peu profonds (<400 m) est en constante augmentation. Il existerait actuellement plus de 2800 systèmes ATES en fonctionnement dans le monde. Ils se trouvent principalement aux Etats-Unis, en Turquie, en Norvège, en Allemagne, aux Pays-Bas et en Belgique. En France, quelques essais ont récemment été tentés à Balandran (Gard), Aubignan (Vaucluse), Arles (Bouches-du-Rhône) ainsi qu'à Valenciennes (Nord) : ils n'ont pas été couronnés de succès du fait de l'écoulement rapide des nappes étudiées lié à leur drainage vers les vallées (Courtois et al., 2007, 2008 ; ESETA, 2012). Le type d'environnement géologique et hydrogéologique nécessaire pour rentabiliser un système ATES est en effet assez spécifique : il nécessite un aquifère à la fois productif pour permettre d'extraire de gros débits (par exemple, de nature sablo-graveleuse) mais renfermant une nappe quasiment immobile afin de pouvoir récupérer, sans trop de déperdition, le panache thermique injecté plusieurs mois auparavant. C'est ce qui se retrouve par exemple dans les nappes profondes ou les nappes littorales des régions à faible relief, comme cela est fréquemment le cas aux Pays-Bas.



Figure 24. Principe de fonctionnement d'un système ATES en été (à gauche) et en hiver (à droite) (Regnier et al., 2022)

On rappelle l'apparition récente de systèmes HT-ATES où l'eau est stockée à plus de 50°C afin d'assurer une meilleure rentabilité énergétique. Fleuchaus et al. (2020) ont établi une liste des caractéristiques des projets HT-ATES réalisés ou prévus (Tableau 2). Les températures mentionnées s'échelonnent de 40 à 180°C mais les projets des deux dernières décennies semblent se limiter à la gamme 50-120°C pour des profondeurs majoritairement réparties entre 200 et 500 m.

a $b$ $b$ $c$ $b$	ableau 2. Caractéristic	ques des projets H	IT-ATES réalisés ou	prévus (Fle	euchaus et al., 1	2019)
---	-------------------------	--------------------	---------------------	-------------	-------------------	-------

#	Location	Year	Scope	Heat source	Injection Temp. [°C]	Storage depth [m]	Geology
1	Colombier, CH	1974	Е	-	70	Shallow	Sand and gravel
2	Mobile, US	1976	E	Industrial	55	39-61	Sand and clay
3	ST. Paul, US	1982	E	Industrial	117	182-244	Sandstone
4	Lausanne, CH	1982	E	Industrial	40-80	7–24	Silt and sand
5	Sapporo, JP	1883	E	Solar	40-60	95	Sand and clay
6	Hørsholm, DK	1885	A*	Industrial	100	10-25	Sand
7	Plaisir, FR	1987	A*	Industrial	180	500	Sand and clay
8	Utrecht, NL	1991	A*	Cogeneration	90	192-290	Sand
9	Zwammerdam, NL	1998	A*	Cogeneration	90	135-150	Sand
10	Berlin, DE	1999	A*	Cogeneration	70	320	Sandstone
11	Rostock, DE	1999	A*	Solar	50	13-27	Sand and gravel
12	Neubrandenburg, DE	2005	A*	Cogeneration	80	1250	Sandstone
13	Dingolfingen, DE	2016	E	Cogeneration	120	500-700	Molasse
14	Wittstock (test-site), DE	2016	E	Artificial	-	Shallow	Sediments
15	Lüneburg, DE	-	A	Cogeneration	90	450	Sand
17	Hamburg, DE	-	A	Industrial	90	300	Sand
18	Middenmeer, NL	-	A	Geothermal	90	300-400	-
19	Geneva, CH	-	А	Industrial	90	500-1000	Limestone
20	Bern, CH	-	A	Power plant	120	500	Molasse
21	DeepStor, DE	-	А	Geothermal	110	1000	Tertiary

 $E = Experimental, A = Applied, A^* = Applied (realized).$ 

#### 2.4.3 Stockage en forage (BTES)

Le principe du BTES est de stocker de l'énergie thermique dans les roches du sous-sol. Cette énergie peut provenir de la chaleur résiduelle des bâtiments (chaleur fatale) ou de l'emploi de capteurs solaires thermiques. On utilise pour cela un champ de sondes verticales où circule un fluide caloporteur en circuit fermé qui rejoint le système de chauffage/climatisation du bâtiment. Profondes de 20 à 300 m et généralement espacées de 2 à 4 m, ces sondes fonctionnent comme des échangeurs thermiques, le sous-sol faisant office de réservoir de stockage d'énergie<sup>17</sup>.

En été, l'extraction de froid du sous-sol pour la climatisation des bâtiments produit de la chaleur qui est stockée dans la roche, puis réutilisée en hiver pour le chauffage. Ce faisant, cela refroidit le sous-sol qui est alors prêt pour démarrer un nouveau cycle à l'été suivant. Selon la géométrie du système (profondeur et répartition des sondes), le volume de stockage utile est compris entre 10 000 et 100 000 m<sup>3</sup> (Bourdoncle, 2020).

De même que pour les ATES, il existe maintenant des BTES à haute température ou HT-BTES, le plus souvent raccordés à une source de chaleur externe (panneaux solaires, cogénération...).



Figure 25. Stockage (à gauche) et déstockage (à droite) de chaleur en champ de sondes ou BTES (Bourdoncle, 2020)

#### 2.4.4 Stockage en mine non exploitée (MTES)

Le principe des MTES est le même que celui des CTES mais le réservoir souterrain est représenté par d'anciennes cavités minées (mines ou carrières souterraines) non exploitées et ennoyées. On extrait ainsi de l'eau (chaude en hiver, froide en été) d'un secteur minier donné avant de la réinjecter (refroidie en hiver, réchauffée en été) dans un autre secteur minier, hydrauliquement déconnecté du précédent. Les mines les plus profondes sont les plus intéressantes car elles sont mieux isolées des fluctuations atmosphériques et permettent en outre de disposer de la chaleur fournie par le gradient géothermique (+3°C par 100 m en moyenne en France).

Parmi les MTES opérationnels, on peut citer (HEATSTORE, 2020) :

- le dispositif Mijnwater<sup>18</sup>, en fonctionnement à Heerlen (Pays-Bas) depuis 2008 ; il est implanté dans une ancienne mine de charbon ennoyée et permet de chauffer 350 logements et 9 immeubles de bureaux ;
- le bâtiment de l'école de design du Zeche Zollverein à Essen (Allemagne) ; il utilise de l'eau à 28°C provenant du drainage de l'ancienne mine de charbon de Zollverein ;
- l'eau de l'ancienne mine Robert Müser qui, puisée à 20°C à 570 m'de profondeur, permet de chauffer la station de drainage minier de Bochum (Allemagne) ainsi que deux écoles municipales.

À cette liste, il convient d'ajouter un projet d'utilisation d'une eau de mine à 26°C puisée à 625 m de profondeur pour l'université de Zwickau (Allemagne), et un projet en cours de réalisation<sup>19</sup> dans

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> <u>https://www.guidebatimentdurable.brussels/glossaire/stockage-geothermique-puits-forage-btes</u> (consulté le 22/08/2023).

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> <u>https://mijnwater.com/</u> (consulté le 04/09/2023)

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> <u>https://www.brgm.fr/fr/reference-projet-acheve/eaux-mines-potentielles-ressources-geothermales</u> et <u>https://www.ville-gardanne.fr/Geothermie-le-chantier-a-commence</u> (consultés le 22/08/2023)

l'ancienne mine de charbon ennoyée de Gardanne (France). Celle-ci dispose d'une température de 28°C à 1100 m de profondeur avec, en outre, la possibilité d'y ajouter un stockage de chaleur « fatale » à une température de 40 à 50°C (Lesueur, 2016). En effet, à l'instar des ATES et des BTES, il existe également des projets de MTES à haute température, ou HT-MTES, le plus souvent raccordés à une source de chaleur externe comme des panneaux solaires ou de la cogénération (Hahn et al., 2019).

#### 2.4.5 Stockage en cavité minée (CTES)

Les seuls exemples existants se trouvent en Suède où ce type de cavité de stockage a été creusé dans le granite. Du fait de l'isolation thermique liée à la profondeur et à la roche encaissante, le CTES permet de stocker un fluide plus chaud que dans les systèmes précédents, tout en s'affranchissant des pertes thermiques liées à l'écoulement de la nappe aquifère des systèmes ATES ou HT-ATES (Gombert, 2015). Contrairement à la zonation des températures dans le plan horizontal qui caractérise un ATES, le fonctionnement d'un CTES est basé sur la mise en place d'une stratification thermique verticale stable au sein d'une vaste cavité souterraine de stockage de forme adaptée (cylindre, tore...). L'extraction d'eau froide à la base du réservoir est concomitante de l'injection d'eau chaude à son sommet, ce qui permettent le développement d'une thermocline<sup>20</sup> séparant efficacement les deux masses d'eaux qui se mélangent peu. Le volume de ces cavités varie de 10 000 m<sup>3</sup> à 1 000 000 m<sup>3</sup>, les plus vastes se trouvant à environ 30 m de profondeur et mesurant environ 20 m de largeur pour 100 à 200 m de longueur.

La Suède a été un précurseur de ce type de système car elle disposait, au sein de son sous-sol granitique, de vastes cavités souterraines qui avaient autrefois servi, notamment au cours de la « Guerre Froide », pour le stockage stratégique d'hydrocarbures (Siösteen, 1979). Après avoir été vidées et nettoyées, elles ont pu être remplies d'eau et servir de test à des essais de CTES. En outre, dans ce pays, quelques cavités souterraines ont également été creusées spécifiquement pour le stockage d'énergie thermique, comme à Avesta (15 000 m<sup>3</sup> d'eau stockée à 115°C), à Lyckebo (104 000 m<sup>3</sup> d'eau stockée à 90°C) ou à Oxelösund (200 000 m<sup>3</sup> d'eau stockée à 100°C). La plupart de ces réalisations ont cependant été arrêtées depuis lors.

La Finlande développe actuellement le projet VECTES (Vantaa Energy Cavern Thermal Energy Storage) situé dans la ville de Vantaa, dans l'agglomération d'Helsinki (Vantaan Energia, 2021a). Une fois réalisée, ce sera la plus grande installation souterraine de stockage d'énergie thermique au monde. Le principal réservoir de stockage se composera de quatre cavernes d'environ 220 000 m<sup>3</sup> chacune (Figure 26). Le VECTES sera situé à une profondeur d'environ 80 à 90 m, afin de disposer d'une pression suffisante pour pouvoir maintenir de l'eau à l'état liquide jusqu'à une température de 140 à 150°C. Cette forte température permettra en effet d'augmenter considérablement la capacité de stockage thermique qui atteindra environ 90 GWh, soit la consommation annuelle de chaleur d'une ville de 40 000 habitants. Le rendement attendu est d'environ 85 %. Cette installation sera la première de ce type, les précédents systèmes CTES ayant des capacités de stockage plus faibles (10 GWh au maximum) et fonctionnant à des températures et des pressions plus basses.



a) Vue en plan

b) Vue en coupe

Figure 26. Schéma en plan (a) et en coupe (b) du projet VECTES (d'après Vantaan Energia, 2021a)

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> Zone de transition à fort gradient thermique entre deux masses d'eaux de température différente.

#### 2.4.6 Stockage en fosse (PTES)

Dans les zones où le sous-sol est meuble jusqu'à quelques dizaines de mètres de profondeur, il est possible de creuser de vastes fosses qui, tapissées d'une géomembrane étanche et recouvertes d'une couverture isolante, serviront de réservoirs de stockage d'eau chaude. C'est le principe du PTES, illustré par le cas de Dronninglund qui a été visité au Danemark. Sa fosse a une superficie de 8300 m<sup>2</sup> en surface et 700 m<sup>2</sup> au fond, et une hauteur totale de 16 m dont 11 m creusés sous la surface du sol et 5 m derrière des digues (Figure 27). Le volume total d'eau stockée est de 63 000 m<sup>3</sup>. Il est alimenté en chaleur par 4 ha de panneaux solaires thermiques et, si nécessaire, par deux centrales à gaz, une centrale à bio-carburant et un groupe de pompes à chaleur. Ce PTES permet de stocker 5,5 GWh soit près de 90 % de la consommation de chaleur des 3500 habitants de la ville de Dronninglund. La conception d'un tel ouvrage a fait l'objet de quatre préoccupations principales : la stabilité de l'excavation, la gestion des eaux souterraines pendant la phase de creusement et celle du remplissage de la fosse à partir de la nappe, la gestion des matériaux excavés et les conséquences à long terme de l'influence thermique en phase d'exploitation. Concernant ce dernier point, le site de Dronninglund dispose d'un piézomètre de contrôle implanté en aval hydrogéologique du PTES, afin de vérifier que ce dernier ne réchauffe pas les eaux souterraines au-delà de la valeur réglementaire de 30°C, que ce soit par simple diffusion thermique en fonctionnement normal ou en cas de fuite d'eau.

Il existe actuellement une quinzaine de projet ou de réalisations de PTES, essentiellement implantés au Danemark (9), en Allemagne (3), en Australie (1) et Chine (1). La majorité d'entre eux a une capacité dépassant 30 000 m<sup>3</sup>, avec un minimum de 1500 m<sup>3</sup> à Steinfurt-Borghorst (Allemagne) et un maximum de 203 000 m<sup>3</sup> à Vojens (Danemark).



Figure 27. Exemple du PTES de Dronninglund au Danemark (Ineris)

## 3 Référencement des stockages souterrain d'énergie (exploitation ou projets)

#### 3.1 Généralités

Une extraction de ce référencement est fournie en Annexe 2. Pour chaque stockage, réalisé ou en projet, il a été rassemblé les informations suivantes :

- localisation géographique du site (pays, région, ville) ;
- identification du site (nom, date, état d'avancement du projet)
- filière et type de stockage (CAES, UPHS, UTES) ;
- puissance d'énergie stockée, durée de fonctionnement ;
- caractéristiques du stockage (pression, température, profondeur...);
- référence bibliographique des données.

Il concerne actuellement 234 sites répartis dans 23 pays mais les Etats-Unis, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas, le Danemark et la Suisse cumulent à eux seuls près des trois-quarts des sites référencés (Figure 28).



Figure 28. Répartition des sites de stockage souterrain d'énergie par pays

Ces 234 sites référencés se répartissent en 148 UTES, 50 CAES et 36 UPHS. Seuls 34 % d'entre eux sont opérationnels, la majorité étant restée à l'état de projet ou n'étant plus exploitée (Figure 29).

Au sein des sites opérationnels, on trouve 70 UTES (parmi les centaines existants dans le monde, notamment en Europe du Nord), 6 UPHS (États-Unis, Royaume-Uni, Autriche et Portugal) et 4 CAES (Allemagne, États-Unis, Canada).



Figure 29. Répartition des sites par technologie (à gauche) et par état d'avancement (à droite)

#### 3.2 Recensement des stockages souterrains d'énergie par air comprimé

La puissance moyenne annoncée des 50 CAES recensés est de 260 MW pour une pression moyenne de 84 bar et une profondeur d'installation comprise entre 400 et 1500 m. La plupart d'entre eux (53 %), qu'ils soient encore à l'état de projet ou déjà construits, est de type A-CAES et correspond à la deuxième génération après les D-CAES (Figure 30a).

En revanche, seuls 6 CAES commerciaux (prototypes ou démonstrateurs exclus) sont à ce jour opérationnels dans le monde : 3 sont des CAES de première génération ou D-CAES (notamment ceux d'Huntorf en Allemagne et de McIntosh aux États-Unis, toujours en fonctionnement depuis 1978), les trois autres étant des systèmes de petite taille (2 à 10 MW) destinés à tester les nouvelles technologies A-CAES et I-CAES (Figure 30b). Parmi les nouveaux projets en cours, on trouve 12 A-CAES (Allemagne, Autriche, États-Unis, Suisse) et 1 I-CAES (Etats-Unis).



Figure 30. Répartition des CAES par type et statut

# 3.3 Recensement des stockages (semi)souterrains d'énergie en stations de transfert d'énergie par pompage

L'essentiel (88 %) des 36 UPHS recensés, qu'ils soient encore à l'état de projet ou déjà construits, est de type semi-souterrain (Figure 31a). Quelques-uns d'entre eux ont été construits dans d'anciens ouvrages non exploités : 9 projets dans des mines souterraines et 4 dans des tunnels. Cependant, seuls 6 UPHS sont opérationnels dans le monde : ils se trouvent aux États-Unis, en Autriche, au Portugal et au Royaume-Uni (Figure 31b).

Les valeurs moyennes calculées d'après les projets d'UPHS recensés montrent que, grâce à l'implantation du réservoir inférieur en milieu souterrain, ces systèmes peuvent disposer de fortes hauteurs de chute (~670 m en moyenne) et, de ce fait, de puissances installées plus importantes par rapport aux autres modes de stockage d'énergie (~580 MW en moyenne). En contrepartie, malgré d'énormes volumes de stockage (~1,4 Mm<sup>3</sup> en moyenne), leurs durées de fonctionnement sont courtes (~8 h en moyenne) car les réservoirs se vidangent vite. Les UPHS sont toutefois bien adaptés à la fourniture immédiate de grandes quantités d'électricité, ce qui peut est intéressant pour lisser la production et gommer les pics temporaires de consommation.



Figure 31. Répartition des UPHS par type et statut

#### 3.4 Recensement des stockages souterrains d'énergie thermique

On a recensé 148 UTES dont la puissance moyenne est de 14 MW. Les principaux d'entre eux sont des ATES (38 %), particulièrement bien représentés aux Pays-Bas et en Allemagne qui en comptent plusieurs centaines d'exemplaires. Seuls une cinquantaine ont été recensés ici car, adaptés à des habitats individuels, ils sont généralement de faible capacité (3 MW) d'où le peu de publicité qui leur est faite dans les revues scientifiques ou les rapports techniques. On notera toutefois la présence, depuis les années 2000, de systèmes ATES à haute température (HT-ATES) on a pu recenser 22 exemples de ce type.

Les seconds dispositifs les plus fréquemment rencontrés sont des TTES (21 %), ouvrages de taille modeste (24 000 m<sup>3</sup> en moyenne) avec une durée de cyclage de l'ordre de la journée. On les trouve essentiellement en Allemagne, en Autriche et en Suisse. Pour rappel, ils ne sont pas traités ici.

Viennent ensuite les BTES (21 %), probablement sous-représentés ici avec seulement 29 ouvrages recensés, essentiellement en Allemagne et en Belgique, alors qu'il doit en exister plusieurs centaines. Ce sont des dispositifs de puissance relativement modeste ( $\sim$ 1 MW<sub>th</sub>) qui servent surtout au chauffage d'habitats collectifs ou de bureaux. Ils sont le plus souvent implantés dans les fondations des bâtiments au moment de leur construction.

Les PTES (10 %) ont d'importantes capacités de stockage mais ils requièrent toutefois des conditions géologiques spécifiques (forte épaisseur de recouvrement meuble). De ce fait, ils sont surtout implantés au Danemark et au nord de l'Allemagne qui bénéficient de ce type de formations. Leur grand volume (~71 000 m<sup>3</sup> en moyenne mais jusqu'à 200 000 m<sup>3</sup>) et la température élevée de l'eau stockée (~100°C) leur confèrent une puissance plus importante (25 MWth) que les UTES précédents, et la possibilité de cyclages saisonniers. L'énergie thermique qu'ils restituent est essentiellement de la chaleur pour la période hivernale car leur morphologie relativement plate interdit toute stratification thermique efficace : ne renfermant pas de couche d'eau froide à leur base, ce sont les seuls UTES à ne pas pouvoir servir pour la climatisation en période estivale.

Les MTES (8 %) se développent de plus en plus, essentiellement en Allemagne ou aux Pays-Bas, notamment dans d'anciennes mines de charbon. On dispose de peu de données techniques les concernant, sauf pour le réseau Minewater à Heerlen (Pays-Bas), en fonctionnement depuis 2008 : sa puissance de 4 MW<sub>th</sub> permet d'alimenter en chaleur 200 000 m<sup>2</sup> de bâtiments d'habitations, de bureaux ou industriels (datacenter, fonderie, manufacture, brasserie...).

Enfin, les CTES (3 %) ont été essentiellement construits en Scandinavie au sein d'anciennes cavernes de stockage d'hydrocarbures non exploitées. À ce jour, il n'y aurait plus d'ouvrage opérationnel de ce type mais un mégasite de CTES est en projet en Finlande : il aura une capacité de stockage de 90 GWh du fait d'un volume de 900 000 m<sup>3</sup> et d'une température de l'eau comprise entre 140 et 150°C.



Figure 32. Répartition des UTES par type et statut

## 4 Retour d'expérience et analyse des risques potentiels

#### 4.1 Généralités sur la séquence accidentelle

Les risques ou impacts de nature accidentelle sont le plus souvent représentés sous la forme d'une séquence accidentelle simplifiée qui fait intervenir (Figure 33) :

- un évènement redouté central ou ERC, conventionnellement défini au centre de la séquence accidentelle ;
- un ou plusieurs mécanisme(s) initiateur(s), situé(s) en amont de l'ERC et qui en constitue(nt) la cause ;
- un ou plusieurs phénomène(s) dangereux ou impactant(s), susceptible(s) de résulter du déclenchement de l'ERC et de porter atteinte à des enjeux (personnes, biens, environnement).

Pour éviter le déclenchement d'un évènement redouté ou de ses conséquences, il est proposé de mettre en place des barrières de prévention (en amont de l'ERC) ou de protection (en aval de l'ERC). Dans la suite de ce rapport, on parlera d'accident lorsque la séquence accidentelle se développe de manière complète et atteint effectivement des enjeux, et d'incident dans les autres cas.



Figure 33. Représentation simplifiée d'une séquence accidentelle

Sur la base d'une synthèse bibliographique et de quelques retours d'expérience, les phénomènes liés aux stockages souterrains d'énergie et susceptibles d'impacter les personnes, les biens ou l'environnement ont été listés. On rappelle que, dans la terminologie d'analyse des risques, les phénomènes dangereux correspondent à une libération d'énergie ou de substance produisant des effets susceptibles d'infliger un dommage à des enjeux humains ou matériels, ou à l'environnement dans le cas des phénomènes impactants.

#### 4.2 Principaux phénomènes dangereux ou impactants attendus

Un stockage souterrain d'énergie est constitué (Ineris, 2016) :

- d'installations de surface (pipeline, compresseur, pompe, turbine, détendeur, échangeur thermique, équipement de séchage et de purification, stockage tampon, unité d'électrolyse...);
- d'installations souterraines, comprenant le stockage souterrain proprement dit, qui regroupent les réservoirs (cavité, aquifère, fosse...) et leurs ouvrages d'accès (puits d'injection/soutirage et leur équipement : tubage, cimentation, vannes de sécurité...), ainsi que les puits de contrôle.

Les risques liés <u>aux installations de surface</u> ne seront pas traités ici car ils entrent dans le domaine des risques industriels accidentels « classiques », tel que rencontrés habituellement dans les stockages de fluides chauds et/ou sous pression en surface (hydrogène, air comprimé, gaz naturel, biométhane, eau chaude...) ou dans les installations de production d'électricité ou de chaleur. Ils sont principalement dus aux variations de pression et de température engendrées par les cycles de compression et de détente dans le cas des CAES. Les UPHS et les UTES sont moins impactés par ces risques car le fluide stocké est de l'eau, et qu'ils ne comportent généralement que des groupes de pompage à faible pression. Toutefois, certains stockages de chaleur peuvent se faire à une température élevée, comprise entre 90°C et 150°C et parfois sous une pression élevée, pouvant aller jusqu'à 4 bar (notamment les CTES et TTES).

Les ouvrages d'accès <u>aux installations souterraines</u> sont généralement des forages de petit diamètre (quelques décimètres), plus rarement des puits ou des ouvrages de grand diamètre (plusieurs mètres dans le cas des MTES ou des STEP souterraines). L'évènement redouté principal résulte de fuites dues à un défaut d'étanchéité, notamment au niveau des interfaces roche-cimentation-tubage, ou à une dégradation progressive des équipements (vieillissement, corrosion) ou des terrains encaissants. C'est un risque important pour les stockages de gaz sous pression comme les CAES, même si le gaz en question n'est que de l'air : une fuite massive résultant d'une défaillance des vannes de sécurité ou lors d'opérations de maintenance peut induire la projection de fragments, une onde de choc, un bruit de
forte intensité (CNRS, 2020), ainsi qu'un impact thermique au point de détente du gaz dû au refroidissement brutal et intense (jusqu'à -200°C). Dans le cas d'une eau stockée à forte température (100°C voire plus dans certains CTES) un risque de brulure peut également être identifié.

Les <u>réservoirs de stockage</u> peuvent être (*cf.* chapitre 2.1) : des cavités salines ou minées (CAES, UPHS, CTES), des aquifères (CAES, ATES) incluant les gisements déplétés, d'anciens vides miniers non exploités (MTES), des fosses (PTES) ou des réservoirs construits (TTES). Si les risques concernant les stockages souterrains de gaz naturel dans des contextes similaires sont bien connus (Ineris, 2016), ceux associés au stockage souterrain d'énergie ont été moins explorés à ce jour (Van der Valk et al., 2020).

Les évènements redoutés (ERC) liés à ces réservoirs dépendent de la phase du projet :

- <u>en phase de réalisation</u> (creusement des ouvrages d'accès et des réservoirs), des impacts temporaires peuvent apparaître, comme cela est le cas de tout ouvrage souterrain (instabilité de l'ouvrage, mouvement de terrain en surface, recoupement de niveaux aquifères...); ces impacts, non spécifiques aux stockages souterrains d'énergie, ne sont pas traités ici;
- <u>en phase d'exploitation</u>, ils dépendent plus des conditions de stockage et d'exploitation (pression température, fréquence du cyclage...) et de la nature des produits stockés (hydrocarbures, hydrogène, eau chaude, air comprimé...), et sont donc plus spécifiques aux stockages d'énergie en souterrain, ainsi que le montre le Tableau 3.

Les principaux ERC liés à la phase d'exploitation des stockages souterrains d'énergie sont les suivants :

- <u>la perte d'étanchéité du réservoir</u>, notamment du fait de l'endommagement engendré par des variations de température et/ou de pression (CAES, UPHS, UTES) ; pour les CAES, un risque supplémentaire de fracturation d'origine thermique est à prendre en compte du fait de la possibilité de refroidissement intense de la roche-réservoir en cas de détente brutale de l'air comprimé, ce qui peut engendrer des contraintes de traction auxquelles les roches résistent mal en général (CFMR, 2017) ;
- <u>l'instabilité des ouvrages souterrains et de la surface du sol</u> à leur aplomb ; les cycles d'injection-soutirage impliquant de grands transferts de fluides (CAES, UPHS) peuvent générer des mouvements de la surface du sol (soulèvement ou affaissement) ; leur amplitude est d'autant plus forte que le stockage est peu profond, et que le différentiel de pression entre le fluide stocké dans le réservoir et celui naturellement présent dans la roche encaissante est élevé. En ce qui concerne les réservoirs eux-mêmes, il pourrait s'y produire des instabilités du fait de la variation importante des sollicitations hydromécaniques ou thermomécaniques, et de la dégradation consécutive des propriétés géomécaniques des roches ; cela pourrait notamment être le cas des stockages d'énergie en mines ou en carrières souterraines car ces ouvrages souterrains n'ont pas été initialement conçus pour un tel usage ;
- <u>l'émission de gaz du sous-sol</u>, caractérisés le plus souvent par des atmosphères asphyxiantes et potentiellement chargées en gaz toxiques (CO<sub>2</sub>, CO, H<sub>2</sub>S, radon...); ce risque concerne surtout deux cas particuliers : les STEP semi-souterraines, où l'injection de grandes masses d'eau en profondeur implique l'émission en retour de grandes masses d'air souterrain vers la surface, et le CAES en réservoir déplété du fait de la présence de gaz naturel résiduel potentiellement inflammable;
- <u>la perturbation des eaux souterraines</u>, tant quantitative (vitesse de circulation, niveau piézométrique) que qualitative (physicochimie) ; elle concerne principalement les ATES du fait du contact étroit entre l'eau injectée et celle de la nappe souterraine ; il peut alors se produire des perturbations hydrogéochimiques (phénomènes d'oxydo-réduction et de dissolution/précipitation), thermiques et/ou microbiologiques (développement de bactéries mésophiles pathogènes de type légionnelles, réactions biogéochimiques).

	Air comprimé (cavité minée)	STEP souterraine (cavité existante)	Chaleur (cavité existante ou aquifère)
Impact sur la qualité des eaux souterraines	Oxydation <sup>(9)</sup> (si stockage en aquifère)	mélange d'eaux de différentes qualités	dissolution- précipitation, prolifération bactérienne
Risques accidentels liés aux ouvrages d'accès	pression et froid (en cas d'éruption)		chaleur
Risques accidentels liés aux installations de surface	pression		chaleur
Risques liés au réservoir de stockage	endommagement cavité, faille	mouvements de terrain	endommagement cavité, faille

# Tableau 3. Phénomènes dangereux ou impactants possibles pour les stockages souterrains d'énergie (d'après Ineris, 2016)

# 4.3 Phénomènes dangereux ou impactants liés aux stockages souterrains d'énergie par air comprimé

Sur le plan de l'analyse de risques, le concept de CAES peut être représenté schématiquement sur la Figure 34. Il est constitué des éléments suivants :

- un réservoir souterrain, généralement une cavité saline ou une cavité minée, parfois un aquifère profond, voire un gisement de gaz déplété ;
- des terrains de recouvrement, constitués d'une alternance de formations plus ou moins perméables, les premières pouvant héberger des aquifères ;
- un puits, reliant la surface au réservoir, revêtu sur l'essentiel de sa hauteur de cuvelages en acier cimentés aux terrains.

Les principaux ERC identifiés à ce stade concernent la perte de confinement de l'ouvrage d'accès et du réservoir, l'instabilité du réservoir (avec, comme conséquence, l'instabilité de la surface), les impacts sur l'eau souterraine et les émissions de gaz (autres que l'air). Les séquences accidentelles de risques qui en découlent sont synthétisées en conclusion de ce chapitre ainsi que sur la Figure 39.



Figure 34. Représentation schématique d'un CAES (Ineris, 2016)

# 4.3.1 Perte de confinement

4.3.1.1 Fuite par les ouvrages d'accès

L'air comprimé saturé d'eau est un milieu très corrosif pour les appareils métalliques (tuyauteries, turbines...). Au CAES d'Huntorf (Allemagne), où le tube de production avait été réalisé en acier ordinaire,

des quantités très importantes de rouille sont apparues dans le filtre en amont des turbines à gaz après seulement quelques mois d'exploitation, signe d'apparition de problèmes de corrosion (Crotogino et al., 2001). Ceci provoqua un certain nombre arrêts afin de remplacer ces tubages acier par d'autres en plastique renforcé de fibres de verre ou FRP. Ces nouveaux tubages ont résisté pendant plus de 20 ans d'exploitation jusqu'à ce que des cassures apparaissent sur quelques tronçons. Par ailleurs, pour protéger de la corrosion l'enveloppe cimentée à l'extrados du tubage, de l'air sec a été injecté dans l'espace annulaire entre l'enveloppe du forage et le tube FRP.

Dans le cas particulier d'un CAES en aquifère, si d'autres ouvrages captent ou ont capté le même aquifère, il existe en outre un risque de fuite par des puits ou forages extérieurs au stockage.

Une perte d'étanchéité au niveau des tubages pourrait être à l'origine de deux types de fuites :

- une fuite lente et diffuse avec, outre un risque économique (perte de rendement), un risque environnemental en cas d'intrusion dans un aquifère (développement bactérien) ;
- une fuite brutale et massive résultant d'une rupture de confinement au sein du puits ou d'une défaillance des vannes de sécurité, ou se produisant pendant une opération de maintenance; il pourrait alors se produire un effet de souffle ou blast avec une onde de choc accompagnée d'un bruit soudain et de forte intensité (claquement), ainsi qu'un éclatement susceptible de propager alentours des fragments à très grande vitesse (CNRS, 2020).

#### 4.3.1.2 Fuite du réservoir

En fonction du type de réservoir envisagé, les chemins de fuite possibles sont les suivants :

- dans le cas des cavités salines : à travers le sel endommagé (fissuré) ;
- dans le cas des cavités minées : à travers la roche encaissante naturellement ou artificiellement fissurée ;
- dans le cas des cavités minées revêtues : à travers le liner soit endommagé, soit au niveau des soudures ;
- dans le cas des aquifères profonds : à travers le recouvrement, notamment en présence de failles ou en cas d'extension latérale de l'air comprimé au-delà des limites spatiales initialement prévues ;
- dans le cas des gisements déplétés de gaz naturel : pas de problème à ce stade des connaissances, du fait que du gaz y est déjà naturellement présent à forte pression depuis une longue période de temps.

Il est possible de prévenir ces risques en localisant correctement le réservoir de stockage, en y appliquant une gamme adéquate de pressions de fonctionnement (minimale et maximale) ainsi qu'une vitesse acceptable de montée en pression et de dépressurisation, en restant dans des gammes de températures (minimale et maximale) compatibles avec la résistance du liner et de la roche encaissante, et en utilisant des liners adaptés à ce mode de fonctionnement spécifique et notamment à des cycles rapides de charge/décharge.

La perte de confinement du réservoir peut ainsi se produire dans deux cas précis concernant les stockages en roches dures : une surpression susceptible de fracturer la roche ou de déchirer le liner, et un refroidissement brutal induisant une rupture en traction de la roche du fait de sa contraction thermique.

Le risque d'une fracturation thermo-mécanique est à prendre en compte en cas de refroidissement brutal de la roche-réservoir dû, par exemple, à une fuite massive au niveau du puits d'accès. En cas de dépressurisation brutale d'un réservoir d'air à 50 bar de pression, la chute de température peut en effet atteindre 200°C (Saputro et Farid, 2018). Cela pourrait alors engendrer dans le massif rocheux proche des contraintes de traction auxquelles les roches, et notamment le sel, résistent mal.

Le risque de fuite d'air par les parois des CAES en cavité minée nécessite le plus souvent de poser un revêtement étanche ou liner. L'air sous pression peut toutefois fuir à travers un défaut du liner inhérent à la construction (soudure imparfaite) ou à la suite de défaillances induites par les cycles de compression-décompression. Pour Perillo (2020), le risque de fuite d'air pendant les phases de compression et de stockage est un problème critique pour un stockage en cavité minée qu'elle soit ou non revêtue. Dans le cas d'une cavité revêtue, cela résulte généralement d'un endommagement local de la membrane d'étanchéité, qui joue également un rôle dans la stabilité de la cavité. Ainsi, une pression de stockage trop élevée au cours de la mise en pression d'un CAES en cavité minée revêtue peut induire des contraintes susceptibles de créer des fractures radiales dans le système de revêtement (Rutqvist et al., 2012)' Des simulations ont montré une possibilité de déplacement radial de la surface

interne du revêtement, proportionnel à la pression dans la cavité, susceptible de créer des fissures radiales et d'entraîner des fuites d'air. Si elles sont très concentrées, de telles fuites peuvent augmenter le risque d'instabilité structurelle de l'installation (Kim et al., 2016). Aussi, leur détection est-elle importante tant pour réussir la mise en œuvre de ce type de CAES que pour améliorer la sécurité globale de ces installations<sup>21</sup>.

Thoraval (2016) cite ainsi l'échec, à l'issue de la phase de tests, d'un CAES expérimental lancé à Hokkaido (Japon) au début des années 1990 dans une ancienne mine. Il s'agissait d'une cavité minée revêtue, cylindrique, de 1600 m<sup>3</sup> située à 450 m de profondeur, de 57 m de hauteur et 6 m de diamètre. Le revêtement de 0,70 m d'épaisseur était constitué de plusieurs couches de béton armé préfabriqué, reliées par des joints où étaient insérés des matériaux synthétiques pour minimiser les fuites d'air (Hadj-Hassen et El-Murr, 2014). Durant les tests de pressurisation réalisés jusqu'à 80 bar, des joints se sont ouverts créant un fuite d'air de l'ordre de 0,2 % par jour, ce qui a conduit à l'arrêt des tests.

Pour éviter ce type de problème, une solution conceptuelle a été conçue dans le projet de recherche RICAS2020 (Perillo, 2020). Elle se compose de différents matériaux combinés de manière à stabiliser la cavité, soutenir la membrane et assurer l'étanchéité à l'air requise (Figure 35) :

- une couche de béton projeté est boulonnée à la roche pour pouvoir stabiliser et construire la cavité ;
- une couche de scellement est ajoutée afin d'assurer un contact uniforme et lisse entre le béton projeté et les futurs segments préfabriqués en béton qui supporteront la membrane d'étanchéité ;
- les espaces (joints) entre ces différents segments sont remplis, puis une membrane d'étanchéité est mise en place par pulvérisation.



Figure 35. Représentation schématique des différents composants de la conception du revêtement segmenté présenté pour l'installation A-CAES du projet RICAS2020 (Perillo, 2020)

En ce qui concerne les cavités salines, le sel – réputé étanche – pourrait être davantage endommagé que certaines roches sous fortes sollicitations de pression et de température, notamment en cas de cyclages rapides (Thoraval, 2016). Toutefois, en présence d'air humide, ce matériau dispose d'une capacité à se recristalliser après avoir été endommagé. Ce phénomène résulte de la dissolution-précipitation du sel qui peut conduire, dans certaines conditions, à un colmatage progressif des fissures. Les facteurs défavorables à la bonne étanchéité d'un gisement de sel sont le fait de la présence de couches d'insolubles (argiles) et du fluage qui induit des risques de fermeture ou d'effondrement de la cavité. Ce type d'instabilité, qui peut se produire en particulier sous l'effet de forts cycles de pression et de température, peut être évité en respectant le niveau de sollicitations de la cavité de stockage. Le

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Cela peut se faire par contrôle de la pression (dans la cavité, dans le revêtement d'étanchéité et/ou dans la masse rocheuse environnante), par exemple au moyen d'un test d'obturation ou « shut-in test » qui consiste à mesurer les températures et la pression à deux moments différents, puis à comparer les résultats aux calculs issus de la loi des gaz parfaits (Rutqvist et al., 2012). Toutefois, ce type de test ne permet pas de localiser avec précision l'emplacement des fuites d'air.

retour d'expérience positif des milliers de cavités de stockage de gaz dans le sel, à travers le monde, atteste que ce type de stockage est dans l'ensemble bien maîtrisé, tant sur le plan technico-économique que du point de vue des risques et impacts.

Dans le cas des CAES en aquifère, il est surtout mis en avant le risque de fuite d'air à travers la couverture (caprock) si elle n'a pas partout les propriétés requises, ainsi que les contraintes sur la pression d'air qui ne doit pas dépasser la pression hydrostatique pour ne pas risquer de fracturer les terrains (Thoraval, 2016). Cela conduit au choix d'un aquifère à la fois très perméable et localisé à une profondeur suffisante.

<u>Note</u> : dans le cas particulier d'un A-CAES, il faut disposer en parallèle d'un stockage de chaleur qui va être soumis à des pressions et à des températures très importantes, pouvant respectivement atteindre 150 bar et 700°C (Thoraval, 2016) ; ces conditions risquent à terme d'endommager le revêtement du stockage de chaleur et d'altérer son isolation hydraulique (fuite de fluide) ou thermique (perte de chaleur en direction de l'encaissant).

# 4.3.2 Explosion ou incendie

Le risque ici est celui d'une fuite rapide et explosive (par décompression brutale) de l'air comprimé, la quantité d'énergie stockée dans ce dernier étant importante (PNR « Energie », 2019 ; Perillo, 2020). Pour un projet pilote de seulement 15 000 m<sup>3</sup> à la pression de 36 bar, Perillo (2020) a ainsi calculé que l'énergie stockée dans l'air comprimé correspondait à l'équivalent de 20 t de TNT. On notera toutefois que le retour d'expérience des installations existantes d'Huntorf (Allemagne) et de McIntosh (États-Unis) n'indique pas qu'un tel évènement ait jamais pu se produire<sup>22</sup>.

Dans le cas particulier d'un CAES en gisement de gaz naturel déplété, s'ajoute en plus un risque de combustion spontanée ou d'explosion au sein du réservoir si les trois conditions du « triangle du feu » sont réunies (Grubelich et al., 2011), à savoir la présence simultanée de comburant (oxygène de l'air), de carburant (gaz naturel résiduel) et d'une possible source d'ignition (chaleur de compression, friction due au mouvement de l'air comprimé pendant les phases d'injection ou de vidange, décharge piézoélectrique à l'intérieur du réservoir, décharge d'électricité statique ou un coup de foudre en surface se propageant par le tubage du puits). Pour Liu et Ramirez (2017), une entrée en combustion pourrait endommager le réservoir ou les ouvrages d'accès et modifier la qualité de l'air stocké (Tableau 4).

Tableau 4. Dang	gers et risques	environnementau	ıx d'un	CAES e	en gisement	déplété
		(Liu et Ramirez, 2	017)			

Scale	Environmental hazard	Source of hazard/pathway	Receptor	Environmental risk
Micro level	Explosion Air leakage	<ul> <li>The presence of compressed air, residual hydrocarbon and heat or ignition source</li> <li>Through imperfect welds or constriction joints;</li> <li>Structured damaged points of the liner during operation</li> </ul>	Human being above the ground Human being above the ground	<ul> <li>Air pollution</li> <li>Fatal risks</li> <li>Material degradation</li> <li>Efficiency reduction</li> <li>Structural instability</li> </ul>

Pour mieux évaluer et gérer les risques liés à un projet de CAES en gisement déplété, il est donc nécessaire d'étudier préalablement des méthodes d'élimination du méthane de l'air qui sera extrait du réservoir (Medeiros et al., 2018). Cette élimination sera plus facile pour les projets de D-CAES parce qu'ils pourront brûler ce méthane dans une chambre de combustion afin de réchauffer l'air décomprimé, ce qui ne sera pas le cas des projets d'A-CAES. Bien qu'en phase de test, il soit possible d'utiliser de l'air appauvri en oxygène (moins de 5 %) afin de réduire la possibilité de former un mélange combustible au sein du réservoir, il est généralement nécessaire d'appliquer d'importantes stratégies d'atténuation du risque, à la fois lors de la préparation du site et pendant son exploitation (Grubelich et al., 2011) :

- purger le réservoir de tout son gaz naturel avec éventuellement un rinçage ou un cyclage par de l'air à basse pression, afin de diluer le gaz naturel tout en restant en dessous de sa limite inférieure d'inflammabilité (LIE) du gaz naturel ;
- installer un détecteur de gaz au fond du puits pour s'assurer que la teneur en gaz naturel reste constamment en dessous de la LIE ;

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Il pourrait d'ailleurs être évité en surveillant la déformation de la cavité de stockage et en réduisant immédiatement la pression en cas de comportement inhabituel, comme cela a déjà été testé dans une installation pilote implantée sur un tronçon de tunnel désaffecté dans le Tessin (Kim et al. 2016).

- surveiller la teneur en gaz naturel entrant dans les équipements de surface, afin qu'il puisse être tenu compte du ratio air-gaz dans le fonctionnement de la turbine ;
- s'assurer qu'aucune fuite n'est possible vers la surface en installant une vanne d'arrêt en fond de trou (pratique courante dans l'industrie du stockage de gaz naturel en Europe), et en prévoyant l'évacuation éventuelle des gaz de combustion chauds vers un équipement adapté en surface.

<u>Note</u> : la géométrie parfois complexe du réservoir de stockage souterrain fait que le mélange air-gaz peut ne pas être partout homogène (du fait des différences de densité entre l'air et le gaz naturel, de la perméabilité de certaines zones), ce qui pourrait le faire localement passer au-dessus de la LIE.

## 4.3.3 Impact sur les eaux

#### 4.3.3.1 Impact quantitatif

En cours de construction d'un CAES, hormis en cavité saline, se pose le problème de l'impact sur une ressource en eau souterraine de faible profondeur dans les alentours immédiats, à cause du dénoyage de la zone destinée à devenir un réservoir souterrain. Ce problème peut également se poser pendant l'exploitation du CAES, lors des phases où le réservoir est vide.

Dans le cas des stockages souterrains de gaz, l'effet du cyclage se répercute jusqu'à la surface du sol où il peut créer des mouvements de terrain (voir chapitre 4.3.4.2). Bien que cela n'ait jamais été mentionné dans la littérature, le cyclage d'un CAES pourrait éventuellement se faire sentir sur le niveau des nappes, sans autre impact attendu qu'une oscillation cyclique de faible amplitude.

#### 4.3.3.2 Impact qualitatif

Un tel impact est à attendre au sein d'un CAES en aquifère où l'injection d'air dans un milieu profond généralement réducteur et anoxique (Berta et al., 2016) peut interagir avec la minéralogie de la rocheréservoir, et notamment la présence de sulfures (Succar et Williams, 2008). Il pourrait s'en suivre une modification de la porosité et de la perméabilité du réservoir :

- colmatage en cas de formation d'oxy-hydroxydes de fer (dont le volume est supérieur au volume initial des sulfures de fer) ou par précipitation de gypse (sulfate de calcium hydraté),
- corrosion en cas de formation d'acide sulfurique au sein d'un réservoir carbonaté, dissolution du ciment d'un grès carbonaté ou ferrugineux avec risque d'entraînement de particules par suffosion vers le puits d'extraction.

Pour ces raisons, les aquifères à forte teneur en sulfures doivent être évités.

L'introduction d'air pourrait également favoriser la propagation de bactéries aérobies et favoriser des réactions biogéochimiques, notamment de précipitation (Succar et al., 2008). Kirk et al. (2010) ont montré qu'un stockage d'air dans un réservoir aquifère gréseux pourrait, en affectant sa composition microbienne, modifier d'une façon importante le pH et la salinité de la nappe.

Hors de ce contexte spécifique, l'air stocké à haute pression dans un réservoir profond peut fuir vers un aquifère sus-iacent et perturber ses paramètres physicochimiques. Sachant qu'une pression d'air de 5 bar suffit pour atteindre une pression partielle d'oxygène d'environ 1 bar, une fuite d'air à plus forte pression entraînerait des concentrations élevées d'oxygène dissous dans les eaux souterraines. Une telle introduction d'air au sein d'un aquifère généralement en conditions réductrices peut oxyder la pyrite (FeS<sub>2</sub>) et conduire à l'acidification de l'eau. Toutefois, les expériences réalisées à haute pression en laboratoire par Berta et al. (2016) ont montré que deux effets antagonistes doivent être pris en compte lors de l'augmentation de la concentration en oxygène dissous d'un milieu initialement réducteur : l'oxydation de la pyrite qui peut abaisser le pH de l'eau jusqu'à 6,2, et l'effet de passivation dû à la formation de précipités d'oxy-hydroxides de fer à la surface des grains de pyrite. Ainsi, dans des conditions légèrement alcalines (cas d'un aquifère carbonaté tamponné), la passivation prévaut sur l'oxydation : l'injection d'air comprimé n'entraîne alors pas nécessairement une acidification de l'eau souterraine, même en présence de pyrite, tant que la capacité tampon du pH suffit pour former des précipités de surface. Ce n'est que si cette capacité tampon est plus faible ou si elle s'épuise au fil du temps que l'oxydation de la pyrite peut entraîner l'acidification de l'eau souterraine et la mise en solution concomitante des éléments traces métalliques présents dans la roche-réservoir.

# 4.3.4 Mouvements de terrain

#### 4.3.4.1 Stabilité du réservoir de stockage

En ce qui concerne les CAES en cavité minée, le premier risque d'instabilité concerne la phase de creusement, à l'instar de tout ouvrage souterrain d'une certaine taille. Les perturbations induites par ce type d'excavation ont par exemple été étudiées par Chen et al. (2015) qui ont mis en évidence, par modélisation puis par mesure *in situ* à la fin des travaux, des effets de relaxation jusqu'à une vingtaine de mètres des parois latérales, ainsi que des augmentations de perméabilité de deux ordres de grandeur dans les roches environnantes (Figure 36).

En ce qui concerne plus spécifiquement les risques liés au fonctionnement d'un CAES, les gammes de variations cycliques sont les suivantes (Thoraval, 2016) :

- pour un D-CAES, de 10 à 40°C pour la température et de 15 à 70 bar pour la pression ;
- pour un A-CAES, la température de l'air restera voisine de 50°C et les pressions maximales seront de 65 à 80 bar en cavité saline et jusqu'à 100 à 150 bar en cavité minée.



Figure 36. Zones de relaxation détectées par ondes acoustiques après l'excavation des cavernes (tireté bleu) et variation de conductivité hydraulique dans les roches environnantes (isocourbes noires) (Chen et al., 2015)

Toutefois, en comparaison avec les cavités salines dédiées au stockage saisonnier du gaz naturel, où les gradients de pression sont de l'ordre de 10 bar/jour, celles prévues pour le stockage d'air comprimé seront exploitées avec des débits de soutirage plus élevés et un cyclage plus rapide : les gradients de pression devraient y atteindre jusqu'à 15 bar/heure. De plus, il est parfois nécessaire d'abaisser leur pression interne jusqu'à la pression atmosphérique pour permettre des travaux sur les têtes de puits ou sur les tubages. Dans le CAES d'Huntorf (Allemagne), la stabilité du massif de sel environnant et les pertes de volume dues à la convergence des cavités ont été pris en compte dans le schéma d'exploitation (Crotogino et al., 2001). Pendant près de 20 ans d'exploitation, les inspections régulières du fond des cavités à l'aide d'un sonar n'ont montré qu'un très faible écart par rapport aux conditions d'origine (Figure 37).



Figure 37. Comparaison des inspections de la caverne NK1 réalisées en 1984 par sonar et en 2001 par laser (Crotogino et al., 2001)

Compte tenu de la très faible perméabilité du sel, le choix d'une cavité saline peut apparaitre comme la solution la mieux adaptée pour un CAES mais cette roche est plus sensible à la température que la plupart des autres : son point de fusion est faible (800°C), son coefficient de dilatation thermique et sa conductivité thermique sont forts (3 fois plus élevés que la moyenne des roches), et son fluage s'accélère d'une manière exponentielle avec la température. Ainsi, en cas d'endommagement, la perméabilité du sel peut augmenter de plusieurs ordres de grandeur. C'est donc un matériau bien moins adapté que la plupart des roches aux variations rapides induites par les cycles d'injection-soutirage, notamment en raison de deux phénomènes spécifiques :

- l'écaillage, qui provient de la chute de blocs qui se détachent (et peuvent venir casser les tubes suspendus) des parois ou du toit de la cavité ; dans ce dernier cas, si l'épaisseur du banc de sel présent au toit devient insuffisante, cela peut remettre en cause l'étanchéité même de la cavité ;
- le fluage, dont l'intensité augmente avec la température, qui est à l'origine de mouvements continus conduisant à une perte progressive du volume de la cavité.

Toutefois, une modélisation géomécanique, réalisée dans le cadre du projet néerlandais LSES (Large-Scale Energy Storage in Salt Caverns and Depleted Gasfields), a montré que les cycles d'injection/retrait ne mettent pas en péril la stabilité ni l'intégrité de la cavité saline (Groenenberg et al., 2020). Bien qu'il se produise des fluctuations de température qui peuvent conduire à la création de fractures dans une mince couche de la paroi de la cavité (< 1 m d'épaisseur), elles ne constituent pas une menace pour son intégrité en raison de leur profondeur de pénétration limitée au sein de la paroi. Pendant les périodes prolongées de maintenance (de l'ordre du mois) où la cavité est soumise à la pression atmosphérique, la largeur de la zone endommagée s'agrandit mais sans remettre en cause la stabilité et l'intégrité de la cavité.

Enfin, en ce qui concerne les projets de CAES en mine souterraine non exploitée il est rappelé que ce type d'ouvrage n'a pas été initialement conçu pour un tel usage. Celui-ci peut alors donner lieu à des instabilités souterraines du fait de la variation importante des sollicitations hydromécaniques et de la dégradation des propriétés géomécaniques des roches avec la chaleur. Pour Hakamian (2017), le stockage de l'air chaud entraînerait en effet des risques structurels pour la caverne souterraine.

Dans le cas des CAES en aquifère, des études menées au Royaume-Uni, en mer du Nord et en mer d'Irlande, pour estimer le potentiel offshore en aquifère salin profond, ont montré que le cyclage provoque une déformation permanente du réservoir poreux qui peut se stabiliser après un certain nombre d'années (Mouli-Castillo et al., 2019). Cependant, si les paramètres d'exploitation sont incorrects, les pressions imposées peuvent endommager le réservoir poreux par fatigue mécanique, fracturer la roche ou encore conduire à l'effondrement d'un forage sur lui-même. Pour éviter cela, la

pression de stockage doit être fixée en dessous de la valeur la plus faible entre celles de la pression de rupture probable du réservoir et de son caprock.

Sur la base d'une étude bibliographique et d'avis d'experts, Smith et al. (1978) ont établi, des critères de conception pour assurer le bon fonctionnement et la stabilité à long terme (30 ans) des CAES en aquifère. A basse température (< 93°C), il n'apparaît pas de problème majeur mais à haute température (jusqu'à 343°C) se développent des risques liés à la présence d'eau en phase liquide, à des réactions chimiques indésirables, à l'apparition et au transport de particules, à l'intégrité de la roche-réservoir et enfin à la réponse thermique et mécanique du tubage et des matériaux de cimentation du puits. Lors d'études réalisées en laboratoire, plusieurs grès ont été soumis à des cycles de température et de pression qui ont induit des changements dans le module de Young et la résistance à la compression, mais tantôt positifs tantôt négatifs en fonction de la nature du grès. Ainsi, pour certains grès, des particules fines peuvent être délogées par le cyclage depuis de grands pores vers de plus petits, alors que d'autres grès montrent l'effet inverse.

#### 4.3.4.2 Stabilité de la surface du sol

Un stockage souterrain de gaz naturel peut être considéré comme un analogue de CAES du point de vue des impacts liés au cyclage. On constate ainsi que les cycles saisonniers de charge/décharge de certains stockages souterrains de gaz ont des répercussions faibles (de l'ordre du cm) mais néanmoins mesurables en surface : c'est notamment le cas du stockage de gaz en aquifère de Cerville (Meurtheet-Moselle) et de celui en cavité saline de Manosque (Alpes-de-Haute-Provence) (Figure 38). On peut donc s'attendre à des fluctuations du même ordre de grandeur, avec potentiellement une fréquence accrue, si un CAES est implanté dans ce même environnement géologique. Il s'agira d'un soulèvement de la surface du sol en phase d'injection suivi d'un affaissement en phase de soutirage, dont l'amplitude serait d'autant plus forte que le stockage serait peu profond et que le différentiel de pression entre le fluide stocké dans le réservoir et celui naturellement présent dans la roche encaissante serait élevé.



Figure 38. Mouvements de cycliques la surface du sol enregistrés par Copernicus au droit du stockage de gaz naturel en aquifère de Cerville (à gauche) et en cavité saline de Manosque (à droite)

Outre ce phénomène, la possibilité de mouvements de terrain en surface<sup>23</sup> a été signalée dans deux cas particuliers :

- un léger affaissement (subsidence) de la surface du sol résultant du fluage excessif d'une cavité saline qui conduirait à une perte progressive de son volume, d'autant plus forte que la température du stockage serait élevée (cas d'un CAES en phase de compression ; Thoraval, 2016) ;
- un soulèvement (surrection) de la surface du sol qui concernerait certaines cavités minées situées à faible profondeur, soumises à de fortes pressions d'air susceptibles de dépasser la pression lithostatique induite par le poids des terrains de recouvrement (Perazzelli et Anagnostou, 2015).

# 4.3.5 Sismicité induite

Le risque de sismicité induite est peu étudié dans les CAES. Il a été évoqué dans un projet de 300 MW prévu dans le gisement déplété de King Island en Californie (État-Unis) avec une durée de décharge de 10 h (DOE, 2014). Cette étude a montré que le respect d'un certain équilibre entre la quantité de fluide injecté et retiré se traduirait par moins d'événements sismiques ressentis.

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Aucun cas d'effondrement localisé ou généralisé n'a été signalé dans la littérature.

# 4.3.6 Émissions de gaz

Seules deux études ont été menées dans le monde. Elles concernent toutes deux des projets de CAES en gisements déplétés au sein desquels il peut subsister des traces d'hydrocarbures (Liu et Ramirez, 2017). Si une combustion lente se déclenche, il s'en suivra une modification de la qualité de l'air stocké et l'émission, avec le fonctionnement du CAES, de gaz potentiellement asphyxiants (appauvris en oxygène) et/ou toxiques (CO<sub>2</sub>, CO) (voir Tableau 4).

Dans les CAES en cavité minée, surtout s'il s'agit d'une ancienne mine ou carrière souterraine, on pourrait avoir un enrichissement en grisou<sup>24</sup> de l'air comprimé stocké, via des échanges avec l'encaissant minier. Cependant, cette problématique est inexistante dans la littérature liée aux CAES.

# 4.3.7 Synthèse des principaux phénomènes dangereux ou impactant attendus

La pression élevée et les fortes variations de température sont les deux principaux paramètres susceptibles d'aboutir à une perte de confinement. On peut alors s'attendre à un impact sécuritaire en cas de fuite brutale et massive d'air comprimé (blow-out) ou à un impact environnemental s'il s'agit d'une fuite lente et diffuse (notamment sur les nappes souterraines). Le refroidissement important du réservoir lié à la décompression rapide de l'air peut aussi endommager les structures conduisant à terme à des instabilités. L'intégrité du liner et la stabilité du réservoir pourraient également être affectées en cas de dépassement des seuils de pression (minimum et/ou maximum), de décompression trop rapide, voire de refroidissement brutal en cas de forte décompression liée à une fuite brutale.

Deux types de phénomènes dangereux ou impactants spécifiques sont à prévoir lors de la réutilisation d'un gisement de gaz naturel déplété : lors des cycles de décharge, l'émission de gaz dangereux en surface (méthane) et, lors des cycles de charge, l'incendie ou l'explosion lié à la combinaison d'un comburant (air), d'un carburant (gaz naturel résiduel) et d'une source d'énergie (échauffement, friction).

Les autres phénomènes attendus sont de moindre importance : il s'agit de mouvements de terrain d'amplitude millimétrique lors des cycles de charge/décharge et de l'apparition de rares séismes induits.



Les principaux scénarios accidentels sont schématisés sur la Figure 39.

Figure 39. Scénarios de risques liés au fonctionnement normal ou dégradé d'un CAES <u>Note</u> : le code couleur se réfère à celui de la Figure 33.

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Le grisou est l'appellation du gaz de mine ; il est généralement formé de méthane éventuellement accompagné de gaz carbonique, de monoxyde de carbone, d'hydrogène sulfuré et/ou de radon (Pokryszka, 2015) ; ce dernier est un gaz radioactif issu de certaines roches (granite, charbon, sel...).

# 4.4 Phénomènes dangereux ou impactants liés aux stockages d'énergie en STEP souterraines ou semi-souterraines

Sur le plan de l'analyse de risques, le concept d'UPHS, représenté schématiquement sur la Figure 15, est constitué des éléments suivants :

- un réservoir souterrain, qui sera généralement une cavité minée, voire un ancien ouvrage souterrain abandonné (mine, carrière, tunnel, stockage...);
- des terrains de recouvrement, constitués d'une alternance de formations plus ou moins perméables, les premières pouvant héberger des aquifères ;
- un puits, reliant la surface au réservoir, revêtu sur l'essentiel de sa hauteur de cuvelages en acier cimentés aux terrains.

Les principaux ERC identifiés à ce stade concernent la perte de confinement de l'ouvrage d'accès et du réservoir, l'instabilité du réservoir (avec, comme conséquence potentielle, l'instabilité de la surface), les impacts du fonctionnement d'un UPHS sur l'eau souterraine et les émissions de gaz (autres que l'air). Les séquences accidentelles de risques qui en découlent sont synthétisées en conclusion de ce chapitre ainsi que sur la Figure *43*.

# 4.4.1 Perte de confinement

#### 4.4.1.1 Au niveau de l'ouvrage d'accès

Il n'existe pas de risque de ce type à signaler, le fluide de stockage étant de l'eau à température et pression normales. Tout au plus peut-on redouter, en cas de fuite avérée, une intrusion d'eau issue du stockage vers un aquifère (ou inversement) mais cela ne pourrait être que de courte durée, par exemple pendant le transit du fluide entre les deux réservoirs, et donc d'un faible impact.

#### 4.4.1.2 Dans le réservoir

Les réservoirs souterrains envisagés seront principalement des cavités minées ou d'anciens ouvrages souterrains réutilisés. Les chemins de fuite possibles concerneront la roche encaissante naturellement ou artificiellement fissurée ou, dans le cas des cavités revêtues, le liner s'il est endommagé ou au niveau des soudures. Il est possible de limiter ces risques en localisant correctement les réservoirs de stockage souterrains, en y appliquant des vitesses de montée en charge et de décharge compatibles avec la résistance du liner et de la roche encaissante, en utilisant des liners innovants et adaptés à ce mode de fonctionnement spécifique et notamment à des cycles rapides de charge/décharge.

La modification des conditions d'ennoyage, notamment de façon dynamique et cyclique, peut avoir un impact sur l'état de contraintes dans le massif rocheux, et les caractéristiques géomécaniques des terrains où se trouve(nt) le (ou les) réservoir(s) souterrain(s) d'un UPHS (Salmon, 2015). Cet impact résulte des variations de pression interstitielle, de l'effet de fatigue cyclique et/ou de la dégradation des propriétés géomécaniques des roches encaissantes liée à l'altération ou à la dissolution de certains minéraux sous l'effet de l'eau (argiles, gypse, sulfures, carbonates...). En outre, dans le cas d'un UPHS implanté dans une ancienne exploitation souterraine (tunnel, stockage, mine, carrière), l'impact de fortes variations de charge sur la stabilité du massif doit être analysé car ce type d'ouvrage n'a pas été initialement conçu pour subir de telles contraintes.

### 4.4.2 Incendie ou explosion

Il n'existe pas de risque de ce type à signaler, le fluide de stockage étant de l'eau à température et pression normales. Tout au plus peut-on signaler le risque d'émission en surface de grisou inflammable ou explosif – dû à la présence de CH<sub>4</sub>, CO et/ou H<sub>2</sub>S – en réponse à l'introduction rapide de grandes masses d'eau dans le réservoir inférieur d'une STEP semi-souterraine (Salmon, 2015).

### 4.4.3 Impact sur les eaux

#### 4.4.3.1 Impact quantitatif

En cours de construction, se pose le problème de l'impact sur les ressources en eau de surface ou de faible profondeur aux alentours immédiats d'un site d'UPHS. Il s'agit tout d'abord de l'impact du dénoyage de la zone destinée à devenir un réservoir souterrain comme ce sera le cas dans le projet de STEP souterraine de Mineville (New-York, États-Unis) où il faudrait rabattre la nappe jusqu'à 800 m de profondeur. Cet impact sera maximal lors de la construction du réservoir souterrain mais il pourrait

perdurer pendant toute la phase de vie du stockage si le réservoir souterrain n'était pas étanche, car la nappe se trouve ici à quelques dizaines de mètres seulement sous la surface. Dans ce cas, l'impact attendu serait un rabattement permanent de la nappe (et/ou une diminution du débit de certaines sources, voire de cours d'eau alimentés par cette nappe) dû aux intrusions d'eau dans le réservoir souterrain. On notera que l'inverse n'est pas possible du fait de la mise à la pression atmosphérique du réservoir souterrain, ce qui induit une pression d'eau plus basse que la pression hydrostatique régnant dans les aquifères environnants. Cependant, Kramer et al. (2020) indiquent que cet impact est normalement minimisé par le fait que le réservoir souterrain d'un UPHS est généralement implanté dans une zone peu perméable.

Dans le cas d'un UPSH en mine ou carrière non exploitée, il faut le plus souvent commencer par vider l'eau d'ennoyage des vides miniers, ce qui pose un problème quantitatif : que faire de ces millions de m<sup>3</sup> d'eau dont l'extraction pourrait en outre participer au rabattement des nappes sus-jacentes ? Bien qu'il n'existe que peu d'études traitant de ce problème, il faut prendre en considération l'interaction possible entre les écoulements d'eaux dus au fonctionnement de l'UPHS et ceux du milieu hydrogéologique encaissant. D'après Pujades et al. (2016), le principal impact serait de produire une oscillation du niveau piézométrique dont l'amplitude dépendrait des cycles de pompage et d'injection (durée, débit) mais aussi de la géométrie des vides miniers et des caractéristiques de l'aquifère encaissant. Le niveau piézométrique moyen de cet aquifère risquerait en effet de diminuer au début de la mise en activité de l'UPHS pour revenir progressivement à son état initial ensuite, le paramètre le plus important étant ici la variation du volume d'eau stocké dans les vides souterrains.

#### 4.4.3.2 Impact qualitatif

En cours de construction d'un UPSH en mine non exploitée, il a été vu au chapitre précédent qu'il faudra certainement commencer par vider l'eau d'ennoyage des vides miniers. Cela posera en outre un problème qualitatif de gestion de l'élimination de ces millions de m<sup>3</sup> d'eau aux caractéristiques physicochimiques distinctes de celles des eaux plus superficielles. Ainsi, dans le projet d'UPHS au sein de l'ancienne mine d'or de Bendigo (Australie), les eaux d'ennoyage qui doivent préalablement être extraites ont une salinité relativement élevée et renferment des métaux lourds et du sulfure d'hydrogène (ARUP, 2016). Cela préoccupe la communauté autochtone à cause des effets potentiels de ces rejets sur l'environnement et la santé.

En cas de fuite d'eau du réservoir souterrain d'un UPHS, le risque principal est celui d'une contamination de l'aquifère environnant par une eau de caractéristiques physicochimiques différentes (Ineris, 2016). Cela peut en effet se produire lorsque le réservoir inférieur est plein et en charge, cette eau provenant soit d'un autre niveau géologique (cas d'une STEP souterraine) soit de la surface (cas d'une STEP semi-souterraine). Il s'agit là de zones où cette eau est en équilibre avec un autre encaissant géologique, ce qui peut lui conférer une composition chimique différente. Dans les STEP semi-souterraines, le contact de l'eau avec l'atmosphère au niveau du réservoir supérieur la rend plus oxygénée que celle existant en profondeur. Le risque est ici de déclencher, en cas de fuite, des réactions d'oxydation (précipitation d'oxy-hydroxydes de fer) qui peuvent colmater l'aquifère, ou des réactions de dissolution s'il s'agit d'une eau de surface peu minéralisée chimiquement déséquilibrée.

Cette problématique est en outre exacerbée dans le cas d'un UPHS implanté dans une ancienne mine, du fait du risque de lessivage par l'eau des éléments métalliques de la roche encaissante, et de sa potentielle acidité si des sulfures sont présents (transformation en acide sulfurique). En effet, dans le cadre du retour d'expérience sur l'ennoyage des mines, il apparaît que la composition chimique des eaux remplissant les vides miniers peut fortement se modifier au contact du minerai, avec un retour à l'équilibre géochimique qui peut nécessiter plusieurs ans voire plusieurs décennies (Salmon, 2015). Cela a d'ailleurs été analysé (voir au chapitre précédent) dans l'ancienne mine d'or de Bendigo (Australie) dont les eaux d'ennoyage ont une salinité relativement élevée et renferment des métaux lourds et du sulfure d'hydrogène (ARUP, 2016). Pujades et al. (2018) l'ont également étudié dans le cas d'une mine de charbon soumise à un projet comparable. Ils montrent par modélisation que le faciès hydrochimique évoluera pour atteindre d'abord l'équilibre avec l'atmosphère lorsque l'eau sera renvoyée dans le réservoir de surface, puis ensuite l'équilibre avec le milieu poreux environnant lorsqu'elle sera turbinée vers le réservoir souterrain. L'eau des réservoirs pourrait ainsi passer d'un état neutre (pH = 7) à un état acide (pH < 3) en un mois de fonctionnement d'une STEP semi-souterraine (Figure 40a), avec une propagation du panache acide jusqu'à plus de 15 m des parois du réservoir (Figure 40b). Ces changements peuvent entraîner des variations de pH dues à l'un des mécanismes suivants :

- le pompage, le déchargement et le stockage de l'eau dans le réservoir de surface, au contact de l'atmosphère, augmente sa concentration en oxygène dissous ;

- le déversement de l'eau dans le réservoir souterrain et son échange avec le milieu poreux environnant, en particulier dans les mines de charbon où la pyrite est fréquente, oxyde cette dernière, ce qui entraîne la formation d'acide sulfurique et consomme l'oxygène dissous ; cela peut affecter l'environnement (eaux souterraines et superficielles) en cas de fuite et/ou l'efficacité de la centrale (corrosion des tuyaux, turbines, pompes, structures en béton ...)
- le nouveau déversement d'eau dans le réservoir de surface réoxygène l'eau et fait précipiter des minéraux ferreux tels que la ferrihydrite, la goethite et la schwermannite, ce qui peut réduire le volume du réservoir de surface par sédimentation<sup>25</sup>.



Figure 40. Évolution du pH dans l'aquifère environnant à 15 m du réservoir souterrain (a) et dans les deux réservoirs (b) pour une perméabilité de 0,01 m/j et une porosité de 5% (Pujades et al., 2018)

Toujours dans le cas d'UPHS en mine ou carrière non exploitée, le milieu environnant peut fournir de l'eau au réservoir au cours de sa vidange en cas de perte d'étanchéité (Pujades et al., 2021). Dans ce cas, il se produirait un surplus d'eau pompée qui ne pourrait pas être renvoyé dans le réservoir souterrain et qui devrait donc être rejeté en surface. Cela pourrait alors perturber cycliquement la qualité de l'eau ou nécessiter des traitements supplémentaires (réoxygénation, neutralisation, précipitation du fer et du manganèse...). Ce surplus d'eau serait d'autant plus important que l'encaissant de la mine serait plus perméable. Pour limiter cet impact, la fréquence des cycles de pompage-décharge devrait donc être adaptée en fonction de la perméabilité et de la charge hydraulique de l'encaissant de l'ouvrage souterrain utilisé comme UPHS. Ainsi, dans contexte particulier, la problématique de la qualité des eaux (eau de process, aquifères du recouvrement, eau de mine...) constitue probablement l'enjeu principal en termes d'impact sur l'environnement, ainsi que sur les différents dispositifs (canalisations, turbines, pompes...).

# 4.4.4 Mouvements de terrain

### 4.4.4.1 Stabilité du réservoir de stockage

Comme cela a été vu précédemment dans le cas des CAES, le premier risque d'instabilité d'un UPHS en cavité minée concerne la phase de creusement, à l'instar de tout ouvrage souterrain d'une certaine taille (Chen et al., 2015 ; voir Figure 36) : les effets de relaxation se font sentir jusqu'à une vingtaine mètres des parois latérales, et la perméabilité augmente de deux ordres de grandeur dans les roches environnantes.

En ce qui concerne plus spécifiquement les risques liés au fonctionnement d'un UPHS, on dispose de l'étude de la mine d'or non exploitée de Bendigo (Australie), prévue pour accueillir un tel projet d'UPHS, où il existe deux types de vides : les chambres d'exploitation (stopes voids) et les travaux d'infrastructures (development voids). Les premiers ne disposent pas de soutènements car ils n'ont pas été construits pour rester stables après l'extraction du minerai (ARUP, 2016). S'ils doivent être utilisés pour le stockage de l'eau, la probabilité et les conséquences de défaillances de la masse rocheuse doivent alors être examinées avec soin. En revanche, les seconds sont généralement soutenus car ils

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> On peut estimer l'importance de ce phénomène grâce aux modélisations de Poulain et al. (2021) qui, dans un contexte de STEP en carrière ennoyée à ciel ouvert en milieu carbonaté, ont calculé un potentiel de précipitation cumulé de 141 g/m<sup>3</sup> pour divers minéraux dont la calcite. Pour une STEP de 1 Mm<sup>3</sup>, cela représenterait donc une masse de précipité de l'ordre de 141 t.

ont été construits pour une utilisation continue tout au long de l'exploitation minière. Il est donc jugé préférable d'utiliser ces vides-là pour le stockage souterrain d'eau. En outre, pour pallier le risque d'instabilité de la roche soumise à des charges hydrostatiques cycliques quotidiennes, de nouveaux boulonnages seront localement nécessaires pour rendre les zones sûres pour leur nouvelle utilisation après le dénoyage de la mine.

En règle générale, pour construire un UPHS dans un ancien ouvrage souterrain, il faut prendre en compte la connectivité hydrogéologique des vides miniers sélectionnés avec le massif rocheux environnant ou les vides voisins (ARUP, 2016). En effet, tout différentiel important de pression hydrostatique entre la cavité et le massif peut induire de fortes contraintes sur la roche. Il est donc rappelé que si des vides déjà ennoyés sont choisis comme réservoirs de stockage potentiels, une inspection physique détaillée de leur état de stabilité devra être réalisée après les avoir préalablement dénoyés puis, pour la suite, sous la forme d'inspections aquatiques à distance.

Menendez et al. (2020) ont conduit une modélisation numérique 3D afin de vérifier la stabilité des excavations souterraines impliquées dans des UPHS, en l'absence et en présence d'un système de soutènement de type boulons d'ancrage ou couche de béton armé pour des grès et des schistes. Les calculs ont été effectués dans la configuration d'un tunnel central de 200 m de longueur et de 5 m de diamètre qui distribuerait l'eau dans des tunnels transversaux séparés l'un de l'autre de 20 m. En présence de soutènement, l'importance de l'EDZ<sup>26</sup> et des déplacements totaux (verticaux et horizontaux) diminuent sensiblement, avec toutefois des valeurs plus élevées dans les schistes que dans les grès. Les résultats montrent que :

- en l'absence de soutènement (Figure 41), l'EDZ atteint 2,1 m autour des parois dans les schistes et 0,72 m dans les grès, avec des déplacements maximaux de, respectivement 17,5 mm et 2,91 mm;
- en présence de soutènement (Figure 42), l'EDZ est réduit de 38 % dans les schistes et de 49 % dans les grès, et les déplacements maximaux verticaux (au toit) et horizontaux (aux murs) sont respectivement réduits de 27 % et 15 % dans les schistes, et de 34 % et 22 % dans les grès.

Ces résultats montrent que l'excavation et l'utilisation comme réservoir souterrain d'un réseau de tunnels est techniquement possible à condition de prévoir un système de soutènement formé de boulons bétonnés et d'une couche de béton armé de fibres.



Figure 41. Déplacements (en m) verticaux (a) et horizontaux (b) dans les tunnels transversaux en formation schisteuse en l'absence de soutènement (Menendez et al., 2020)

<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> « Excavation Damage Zone » ou zone endommagée par l'excavation



Figure 42. Exemple de soutènement du tunnel central par boulonnage (Menendez et al., 2020)

Un autre exemple concerne le projet de STEP souterraine de Mineville (New-York, États-Unis) où il existe un risque d'effondrement généralisé (FERC, 2019). Il serait dû à la rupture soudaine et à grande échelle de plusieurs piliers, du fait des contraintes supplémentaires liées à l'exploitation. Ce risque a cependant été évalué comme faible sur la base des études géotechniques sur l'état de ces piliers. Un autre risque comparable serait lié à l'érosion des piliers causée par le débit déchargé via les conduites forcées, en particulier dans le réservoir inférieur. Il pourra être réduit en installant un dissipateur d'énergie à l'extrémité de la conduite forcée, afin de réduire la vitesse de l'eau arrivant sur les piliers, et en encapsulant ceux-ci avec du béton ou un autre matériau.

#### 4.4.4.2 Stabilité de la surface du sol

De grands changements de pression et de contraintes ne sont pas attendus dans le sous-sol pendant le fonctionnement d'une UPHS du fait que les réservoirs souterrains sont à la pression atmosphérique (Kramer et al., 2020). En outre, en raison des modules élastiques élevés des roches encaissantes et de la profondeur des réservoirs, on s'attend à très peu d'affaissement pendant la durée de vie des installations. Ainsi, dans la STEP souterraine de Socorridos, sur l'île de Madère (Portugal), les plus grandes déformations plastiques étaient liées au creusement : elles sont apparues au niveau de la voûte d'entrée de la caverne où se trouve la station de pompage, du fait de ses dimensions imposantes avec 44 m de longueur, 26 m de hauteur et 12 m de largeur (Sousa et al., 2022). Un autre exemple concerne le projet de STEP souterraine de Mineville (New-York, États-Unis) où la phase de construction des réservoirs souterrains devrait induire un risque maximal d'affaissement, à cause du nécessaire rabattement de l'aquifère jusqu'à 800 m de profondeur (FERC, 2019). Il faudra toutefois maintenir ensuite ce rabattement pendant toute la phase de vie de l'usine car la nappe se trouve à quelques dizaines de mètres seulement sous la surface. Cela pourrait augmenter la contrainte effective dans les remblais des galeries et entraîner leur compactage, d'où un risque accru d'affaissement ou d'effondrement. En outre, pendant l'exploitation du projet, les circulations d'eau lors cycles d'ennoyage/dénoyage pourraient mobiliser et transporter vers le bas des particules de sédiments depuis le remblai des puits vers le réservoir inférieur : si l'interface entre le substratum rocheux et les mortsterrains n'est pas scellée hermétiquement par une chape de béton, cela créera un tassement supplémentaire de ce remblai.

### 4.4.5 Sismicité induite

Dans le cas des STEP souterraines, comme les réservoirs souterrains seront à la pression atmosphérique, il n'est pas prévu de grands changements de pression et de contrainte dans le soussol en cours de fonctionnement. Pour Kramer et al. (2020), cela exclut tout risque de sismicité induite importante pendant l'exploitation.

D'après la FERC (2019), il existe un risque de séisme induit par le projet de STEP souterraine de Mineville (New-York, États-Unis) à la fois en phase de construction et d'exploitation. Le premier résulte du nécessaire rabattement de l'aquifère minier pendant la construction des réservoirs souterrains qui seront situés à 500 m et 800 m de profondeur, et le maintien de ce rabattement pendant toute la phase de vie de l'usine, sachant que la nappe se trouve à quelques dizaines de mètres seulement sous la surface. Le second résulterait du cyclage de l'eau entre les réservoirs supérieur et inférieur. Cet impact est aggravé par le fait qu'on se trouve déjà dans une zone naturellement sismique. Toutefois, le risque de sismicité induite devrait être faible d'après les conclusions des études géotechniques réalisées.

# 4.4.6 Émissions de gaz

Lorsque de l'eau en provenance de la surface entre dans le réservoir souterrain d'une STEP semisouterraine, un volume d'air similaire est déplacé (Strang, 2017). Par conséquent, le réservoir souterrain doit être muni d'un tuyau de retour d'air pour permettre à ce dernier de s'échapper, puis de revenir lors de la vidange du réservoir. Il peut donc se poser un premier problème de gestion de ces volumes d'air expulsés et de leur effet dynamique (effets de souffle) (Salmon, 2015). En outre, ce grand volume d'air déplacé provient tantôt de l'atmosphère en phase de pompage, tantôt de l'atmosphère interne de la mine en phase de turbinage. Dans ce dernier cas, se surimpose un problème qualitatif car certains types de terrains ou de mines renferment du grisou, comme cela a déjà été vu plus haut. Les gaz formant le grisou sont potentiellement asphyxiants dès lors qu'ils font chuter la teneur en oxygène de quelques % mais certains sont également toxiques (CO<sub>2</sub>, radon) à très toxiques (CO, H<sub>2</sub>S) à faibles doses (Tableau 5). Ce problème se posera notamment dans le cas des UPHS en mines de charbon non exploitées.

	Effets faibles et réversibles	Effets irréversibles	Effets létaux
Oxygène <sup>9, 10, 11,</sup> (%)	19 <sup>.</sup> > Teneur > 16	16 <u>&gt;</u> Teneur > 11	Teneur <u>&lt;</u> 11
Dioxyde de carbone <sup>10, 11</sup> (%)	1 < Teneur < 5	5 <u>&lt;</u> Teneur < 10	Teneur <u>≥</u> 10
Monoxyde de carbone <sup>10, 12, 12</sup> (ppm)	50 < Teneur < 800	800 <u>&lt;</u> Teneur < 3200	Teneur <u>≥</u> 3200
Sulfure d'hydrogène <sup>10, 12, 13</sup> (ppm)	5 < Teneur < 80	80 <u>&lt;</u> Teneur < 370	Teneur ≥ 370

Tableau 5. Teneurs limites en gaz de mine entraînant des impacts sur l'homme (Pokryszka, 2016)

# 4.4.7 Synthèse des principaux phénomènes dangereux ou impactants attendus

Le fluide de travail d'un UPHS étant de l'eau à température ambiante, les risques y sont moins importants que pour les deux autres technologies de stockage d'énergie où pression et/ou température peuvent être élevées. De ce fait, on ne note pas de risque important pour la sécurité ou la santé des travailleurs ou des riverains, ni pour l'environnement.

A noter toutefois une exception : celle d'une STEP semi-souterraine dont le réservoir inférieur serait creusé dans un massif rocheux susceptible de libérer du gaz (par exemple, du grisou en cas de réutilisation d'une ancienne mine de de charbon). Dans ce cas, l'injection massive d'eau lors de la phase de turbinage se solderait en retour par une importante émission de grisou en surface : le risque serait alors celui d'une chute locale de la teneur en oxygène (asphyxie) voire éventuellement d'une explosion due au méthane et/ou au CO potentiellement présents dans ce gaz.

Soulignons par ailleurs que la réutilisation d'anciens ouvrages souterrains (tunnel, stockage souterrain, mine ou carrière souterraine...) pour y implanter un réservoir va nécessiter des travaux spécifiques. En effet, la conception initiale de ces ouvrages n'a probablement pas intégré de variations de charges (et donc de contraintes) aussi fortes que celles induites par des cycles de remplissage/vidange sous forte hauteur de chute.

En ce qui concerne l'impact sur les eaux souterraines, il s'agira tout d'abord d'un impact quantitatif qui se produira principalement en cours de construction du fait du nécessaire dénoyage sur plusieurs centaines de mètres de profondeur du massif rocheux où seront construits le(s) réservoir(s) souterrain(s). Cet impact se poursuivra tout au long de l'exploitation du site, une fois atteint un régime permanent, s'il existe une nappe peu profonde dans le recouvrement. Le risque est celui d'un drainage des nappes sus-jacentes avec rabattement important et/ou diminution du débit de certaines sources, voire cours d'eau alimentés par ces nappes. En outre, dans le cas de réutilisation d'une ancienne mine, il sera probablement nécessaire de commencer par vider l'eau d'ennoyage dont le volume et la qualité doivent être gérer lors de son rejet en surface.

Un impact qualitatif est également à attendre en cours de remplissage du réservoir inférieur, dans le cas où sa charge hydraulique dépasserait celle existant au sein de l'encaissant. On pourrait alors s'attendre à des fuites d'eau vers ces terrains, sachant qu'il s'agit d'une eau oxydante du fait de son contact avec l'air contrairement aux eaux souterraines profondes qui sont généralement en contexte réducteur. Des réactions chimiques sont alors à prévoir, ainsi que biochimiques si des microorganismes différents sont introduits.

Enfin, peuvent également apparaître un impact d'intensité plus modérée en surface sous la forme de mouvements de terrains (affaissement / soulèvement) induits soit par les cycles remplissage/vidange, soit par le rabattement nécessité par le fonctionnement de l'ouvrage souterrain. A cet effet, l'apparition de microséismes induits, bien que peu probables, n'est pas exclue.

Les scénarios accidentels principaux sont schématisés sur la Figure 43



Figure 43. Scénarios de risques liés au fonctionnement normal ou dégradé d'un UPHS <u>Note</u> : le code couleur se réfère à celui de la Figure 33.

# 4.5 Phénomènes dangereux ou impactants liés aux stockages souterrains d'énergie thermique

Sur le plan de l'analyse de risques, le concept d'UTES est difficile à schématiser de manière univoque du fait de la diversité des réservoirs souterrains qui peuvent être utilisés (voir Figure 23) : un aquifère plus ou moins profond (ATES), une roche non aquifère (BTES), une cavité minée (CTES), une fosse (PTES), une ancienne mine non exploitée (MTES) ou une cuve (TTES). De ce fait, selon la technologie mise en œuvre et la profondeur du réservoir, il peut exister (ATES profond, BTES, CTES, MTES, TTES) ou ne pas exister (ATES peu profond, PTES) des terrains de recouvrement, potentiellement constitués d'une alternance de formations plus ou moins perméables, les premières pouvant héberger des aquifères. De même, certaines technologies nécessitent un ou deux puits d'accès (ATES, BTES, CTES, MTES, TTES) alors que d'autres en sont dépourvues (PTES).

Les principaux ERC identifiés à ce stade concernent la perte de confinement de l'ouvrage d'accès et du réservoir (hors ATES), l'instabilité du réservoir (avec, comme conséquence, l'instabilité de la surface), les impacts sur l'eau souterraine et les émissions de gaz (MTES). Les séquences accidentelles de risques qui en découlent sont synthétisées en conclusion de ce chapitre ainsi que sur la Figure 48.

En outre, bien qu'il en existe des milliers de systèmes UTES dans le monde, le retour d'expérience disponible ne dénombre pas d'accident ou de nuisance notable (Gombert, 2015). Toutefois, les différentes études traitent surtout des risques géologiques et financiers, et ne prennent pratiquement jamais en compte les autres types d'impacts (environnementaux, sociaux, juridiques), à l'exception des travaux de Bonte et al. (2011a). Ces travaux, qui portent sur les ATES à basse température (LT-ATES), font état de quatre principaux types d'impacts (Tableau 6) :

- des impacts hydrologiques (modification des niveaux et des flux d'eau, modification de la zone de captage d'un autre puits, forages mal tubés) ;
- des impacts thermiques (modification de la température de l'eau) ;

- des impacts chimiques (processus de mélange et réactions chimiques, réactivation d'une zone stable de pollution des eaux souterraines, oxydation de la matière organique et/ou des sulfures de fer, dissolution/précipitation de carbonates et/ou de silicates, lixiviation des matériaux de construction, fuite de fluides ou d'additifs antigel)
- des impacts microbiologiques (introduction ou mobilisation d'agents pathogènes, augmentation du taux de biodégradation, modification de la population microbiologique et bactériologique indigène).

#### Tableau 6. Aperçu des phénomènes dangereux ou impactants liés aux LT-ATES sur les eaux souterraines (Bonte et al., 2011a)

Negative effect of underground thermal energy storage	Probability <sup>†</sup>	Consequence <sup>‡</sup>	Risk <sup>§</sup>
Hydrological impacts			
Changing water levels and fluxes	++	Desiccation, water logging, settlements	±
Changing other well's capture zone	++	Increasing vulnerability, pollution	++
Poorly sealed boreholes	+	Cross-aquifer flow	++
Thermal impacts			
Changing water temperature	++	Temperature, reaction kinetics	+
Chemical impacts			
Mixing processes and chemical reactions	++	Salinity, IMIPO, OMIPO	++
Reactivation of otherwise stable groundwater pollution plumes	±	IMIPO, OMIPO	++
Oxidation of organic matter	±	Nutrients, DOC, color	+
Oxidation of iron sulfides	±	Fe, SO <sub>4</sub> , As, Ni, Co, Zn	+
Dissolution/precipitation of carbonates	-	Ca, HCO <sub>3</sub> , Sr	±
Dissolution/precipitation of silicates	-	SiO <sub>2</sub>	±
Leaching from installation materials	±	Cd, Cu, Cr, Ni, Pb, VC	+
Leaking anti-freeze fluids or additives	±	Glycol, biocides, corrosion inhibitors	++
Microbiological impacts			
Introduction or mobilization of pathogens	-	Pathogens	±
Increasing biodegradation rate	±	Nutrients, IMIPO, OMIPO	- or +
Changing microbiological population	+	Unknown	?

<sup>†</sup>Probability of occurrence is small (-), moderate (±), high (+), or almost always (++).

<sup>‡</sup>IMIPO = inorganic micro-pollutants, OMIPO = organic micro-pollutants, DOC = dissolved organic  $^{1}$  such that the second s

# 4.5.1 Perte de confinement

#### 4.5.1.1 Au niveau de l'ouvrage d'accès

Ce risque n'est pas cité dans la littérature pourtant une fuite d'eau chaude à très chaude pourrait se produire au niveau du forage d'accès à un ATES-HT, un CTES ou un TTES. On peut citer l'exemple du mégaprojet VECTES près d'Helsinki (Finlande), qui prévoit de stocker 880 000 m<sup>3</sup> d'eau entre 140 et 150°C du fait de sa profondeur (80 à 90 m) qui permettra d'atteindre une pression suffisante pour maintenir l'eau à l'état liquide (Vantaan Energia, 2021a). Une fuite des ouvrages d'accès à un tel stockage risquerait donc d'avoir des impacts significatifs sur le plan thermique, notamment sur le personnel (risque de brulure) ou l'environnement (émission d'eau très chaude).

#### 4.5.1.2 Dans le réservoir

Dans un CTES ou un TTES, ce risque est comparable à celui précédemment évoqué dans le cas d'un UPHS avec, en outre, le rôle aggravant de la chaleur. Dans un PTES, une perte de confinement à travers la géomembrane pourrait se traduire par un glissement de terrain à l'extrados mais ce risque n'est pas pris en compte dans la littérature.

### 4.5.2 Incendie ou explosion

La littérature ne signale pas de risque de ce type. Toutefois, le risque d'explosion d'eau très chaude (>100°C) sous pression ne peut être négligé dans le cas de certains CTES ou TTES : une émission brutale en surface d'eau très chaude et sous pression pourrait ainsi générer un effet de souffle ou blast, dû à sa vaporisation immédiate au contact de l'atmosphère. Comme précédemment, on peut prendre l'exemple du CTES en projet près d'Helsinki, en Finlande, où l'eau sera stockée à 140-150°C du fait de la surpression qui régnera dans le réservoir situé à 80-90 m de profondeur (Vantaan Energia, 2021a).

## 4.5.3 Impact sur les eaux

#### 4.5.3.1 Impact quantitatif

Les systèmes fermés comme les BTES, CTES ou PTES n'ont théoriquement pas d'impact quantitatif sur les ressources en eau en fonctionnement normal : il faudrait pour cela que se produise une perte d'étanchéité brutale et massive. En revanche, le fonctionnement d'un ATES nécessite des phases de pompage et de réinjection d'eau qui sont susceptibles de créer un impact hydrodynamique qui pourrait se traduire par (Gombert, 2015 ; Bonte et al., 2011a) :

- une perturbation du niveau piézométrique avec un rabattement à proximité du forage en pompage, et une remontée de nappe à proximité du forage d'injection ;
- une variation de la vitesse d'écoulement de l'eau de la nappe, qui pourrait avoir comme conséquences une accélération de la détérioration des crépines ou du massif de graviers protégeant le tubage et/ou un entraînement de particules fines depuis l'aquifère vers le forage en pompage par phénomène de suffosion.

Ces impacts affectent localement les eaux souterraines, même s'ils sont gommés à l'échelle d'ensemble d'une nappe puisque la plupart de ces systèmes ATES n'a pas d'extraction nette, l'eau souterraine étant réinjectée dans la nappe d'où elle a été extraite (Bonte et al., 2011a). En revanche, ils peuvent perdurer si l'extraction et le rejet d'eau ne se font pas dans la même nappe, comme c'est le cas du Reichstag de Berlin (Nielsen, 2003). Dans certains cas, ces perturbations seraient même perceptibles à plusieurs kilomètres distance, et pourraient par exemple affecter les bassins d'alimentation des captages d'eau potable (Bente et al., 2011a). En effet, l'alternance de phases d'extraction et d'injection rend les trajectoires d'écoulement des eaux souterraines irrégulières, même dans le cas d'un ATES implanté à l'extérieur d'un bassin d'alimentation de captage (Figure 44B). En revanche, si l'ATES se trouve dans un tel bassin, il va pouvoir prélever périodiquement de l'eau souterraine en dehors et venir l'injecter dans le bassin d'alimentation en l'élargissant de fait (Figure 44C).



Figure 44. Illustration conceptuelle d'un bassin d'alimentation de captage d'eau potable (A) et de l'impact de systèmes ATES implantés à l'extérieur (B) et à l'intérieur (C) (Bonte et al., 2011a)

<u>Légende</u> : les flèches indiquent les trajectoires des eaux souterraines vers le captage ; les cercles rouges et bleus représentent respectivement les puits chauds et froids d'un système ATES ; les tiretés noirs délimitent le bassin d'alimentation du captage et l'ellipse bleue sa zone de protection.

En outre, dans les cas d'un HT-ATES, il peut se produire deux phénomènes. D'une part, des modifications des propriétés physiques de l'aquifère dues aux changements de température (HEATSTORE, 2020), d'autre part la formation d'une phase gazeuse dans la partie superficielle de l'aquifère s'il est peu profond (Kabuth et al., 2017). A la température de 70°C, cette phase gazeuse peut atteindre une dizaine de mètres d'épaisseur et peut de ce fait modifier l'écoulement des eaux souterraines qui doivent alors la contourner.

En ce qui concerne les BTES, les premiers dispositifs implantés aux Pays-Bas qui ont été construits sans permis ni autorisation, donc sans contrôle, pouvaient mettre en relation plusieurs niveaux aquifères. C'est pourquoi, dans la plupart des pays, les autorités réglementaires exigent maintenant que l'espace annulaire des puits de BTES soit cimenté, ce qui permet également d'augmenter l'efficacité thermique du puits. Toutefois, il a été noté des cas de décollement du tube conducteur et/ou du coulis en raison de leurs différences de dilatation thermique, ce qui a tout de même créé des voies d'écoulement préférentielles (Bonte et al., 2011a).

Enfin, dans le cas d'un PTES, un rabattement de la nappe phréatique est souvent nécessaire lors du creusement de la fosse pour éviter un éventuel glissement des parois lié aux circulations d'eaux souterraines, (Dannemand et Bødker, 2013). À Marstal, ce pompage de rabattement a été poursuivi jusqu'à ce que la fosse soit remplie d'eau jusqu'au niveau haut de la nappe phréatique, afin d'éviter un tel glissement derrière la géomembrane.

#### 4.5.3.2 Impact qualitatif

#### a) Impact thermique

En théorie, un système ouvert de type ATES devrait avoir un impact thermique nul, à une échelle annuelle (ou pluriannuelle) et à une certaine distance en aval, puisque chaque forage fonctionne alternativement en pompage puis en réinjection (Courtois et al., 2007).

Ce fonctionnement théorique est en réalité mis à mal lorsqu'une nappe est surexploitée par de nombreux ATES dont la fonctionnalité est unique (chauffage ou climatisation). C'est par exemple le cas dans l'agglomération lyonnaise où l'eau souterraine sert essentiellement à la climatisation (Chartier et al., 2009). Pour Lépicier (2009), cela réduit le déphasage entre les températures de l'air et de l'eau souterraine en créant une amplification des tendances saisonnières avec un réchauffement plus fort de la nappe en été, et un refroidissement plus fort en hiver, lorsque les systèmes ATES fonctionnent en mode chauffage.

Toutefois, dans des nappes où le fonctionnement des ATES est alternatif, plusieurs auteurs ont mis en évidence un déséquilibre thermique structurel. Ainsi, l'analyse de 67 systèmes ATES aux Pays-Bas en 2007 a montré que presqu'aucun d'entre eux ne parvenait à un tel équilibre thermique (Bonte et al., 2011a) : du froid ou de la chaleur excédentaire était donc déchargé dans la nappe, et un refroidissement ou un réchauffement des eaux souterraines risquait de se produire à long terme. Des modélisations basées sur des mesures de terrain ont en effet montré que la température de l'eau subit des variations périodiques de plus de 3°C à différents puits de surveillance situés à des distances de 10 à 25 m autour d'un système ATES (Visser et al., 2015). La Figure 45 montre les températures simulées à la fin d'un cycle d'injection d'un puits froid (en date du 31 mars 2009) et d'un puits chaud (30 novembre 2011) dans le cas d'un aquifère néerlandais exploité par ATES entre 50 et 100 m de profondeur : la zone maximale impactée par la signature thermique résiduelle mesure 60 à 70 m autour des puits froid et chaud, soit une surface de l'ordre de 10 000 à 15 000 m<sup>2</sup>. Ce comportement a par ailleurs été confirmé par Regnier et al. (2022) qui montrent par modélisation que, même 5,5 ans après la mise en exploitation, le facteur de récupération thermique moyen des puits chauds et froids reste faible, environ 63 %, le reste de la perturbation thermique étant dissipé dans la nappe.



Figure 45. Isothermes calculées autour des puits chaud et froid d'un ATES en plan (à gauche) et, pour le puits d'eau froide (à droite), en coupe le 31 mars 2009 en fin de cycle (Visser et al., 2015)

<u>Légende</u> : à gauche, les contours correspondent aux températures supérieures à la température maximale naturelle de l'aquifère (11,2°C) ou inférieures à sa température minimale naturelle (10,3°C) ; à droite, les profondeurs sont mentionnées en ordonnées (en m) et les distances en abscisses.

#### b) Impact microbiologique

La température moyenne des eaux souterraines (non thermales) est généralement comprise entre 10°C et 15°C en France métropolitaine. Sur le plan de la population microbienne indigène, cela correspond au domaine de développement des bactéries dites « psychrophiles »<sup>27</sup>, c'est-à-dire dont la température optimale de croissance est inférieure à 20°C. Une injection d'eau chaude va venir perturber cet équilibre en favorisant le développement de certains microorganismes mésophiles, dont la température optimale de croissance se situe entre 20 et 45°C, voire thermophiles (température optimale de croissance supérieure à 45°C). Or, la plupart des microorganismes pathogènes de l'homme sont mésophiles car leur température optimale de croissance se rapproche de la température normale du corps humain (37°C) : Staphylocoque, Streptocoques, Escherichia coli, Salmonelles, Légionnelles... Ces dernières peuvent même se multiplier dans l'eau jusqu'à 45°C et survivre jusqu'à 66°C. Le fait d'amener l'eau d'un aquifère à l'optimum thermique des microorganismes mésophiles (ou thermophiles) pourrait ainsi favoriser leur développement au détriment de celui des espèces concurrentes psychrophiles (Cortois et al., 2007 ; Bonte et al., 2011ab).

Toutefois, le risque serait faible en deçà de 30°C comme l'a montré Lépicier (2009) dans la nappe de l'agglomération lyonnaise, impactée par un réchauffement progressif à la fin des années 2000 du fait de sa forte utilisation pour la climatisation. Une étude visant à mettre en évidence un impact de la température sur les bactéries naturellement présente dans cette nappe n'a pas été concluante. Il semble d'ailleurs que la modification subie par un écosystème bactérien soit réversible, dès que l'injection d'eau chaude cesse, pour une température inférieure à 40°C alors que ce dernier pourrait subir au-delà des transformations durables. Cette réversibilité est cependant plus probable dans le cas d'un système ATES unique qu'en présence de plusieurs systèmes ATES où l'on peut s'attendre à une prolifération d'espèces microbiennes plus compétitives pour s'approprier les nutriments à une température plus élevée (BRGM, 2008 ; Lépicier, 2009). Finalement, il semble que les températures à partir desquelles un effet important se ferait sentir se situent plutôt aux alentours de 45-50°C (Lépicier, 2009). Pour Drijver et al. (2012), l'impact d'un HT-ATES sur la composition microbiologique d'une eau souterraine est relativement important en raison du grand changement de température qui en découle.

En outre, cette modification de la diversité microbienne risque d'être aggravée par la diminution concomitante de la concentration en oxygène dissous (moins soluble dans l'eau chaude) et par le fait que la capacité de l'aquifère à réagir à une nouvelle perturbation, telle qu'une pollution accidentelle, pourra alors être altérée. Pour Bonte et al. (2011b), cela pourrait d'ailleurs nécessiter un traitement supplémentaire de l'eau pour la rendre potable.

Enfin, en ce qui concerne les nouveaux projets HT-BTES, leur impact sur la microbiologie et la géochimie doit faire l'objet d'études plus approfondies (Kallesøe et Vangkilde-Pedersen, 2019). En fonctionnant à des températures supérieures à 40°C, ils peuvent accroître le risque de perturbation géochimique et affecter l'équilibre microbiologique du sol. Les études déjà réalisées n'ont pas mis en évidence d'augmentation du nombre de bactéries ni de croissance d'agents pathogènes mais elles ont montré un changement dans la composition des espèces bactériennes. En outre, ce réchauffement du sol peut entraîner la dessiccation de l'eau interstitielle et accroître la mobilité des gaz, facilitant par exemple, l'échappement de radon d'origine souterraine vers la surface. Au Danemark, une étude a montré que la diminution de la température du sol aura très probablement un impact sur l'activité biologique, mais uniquement dans les terrains situés à proximité immédiate des sondes d'HT-BTES.

### c) Impact chimique

Un système ATES peut influencer la chimie des eaux souterraines en mélangeant différents types d'eaux, en mobilisant des contaminants qui étaient relativement immobiles en conditions naturelles (adsorbés sur la roche réservoir, par exemple) ou en modifiant la température de l'eau (Bonte et al., 2011a ; Visser et al., 2015 ; Kallesøe et Vangkilde-Pedersen, 2019). Ces processus jouent un rôle important à des températures supérieures à 30°C. Pour les fortes températures susceptibles d'être atteintes dans les systèmes HT-ATES, l'impact sur la composition des eaux souterraines est plus important (Drijver et al., 2012 ; Fleuchaus et al., 2019) : mobilisation du carbone organique, entartrage potentiel et remontée d'eaux souterraines plus profondes à cause de la circulation d'eaux moins denses du fait de leur température. D'une manière plus générale, une eau à une température significativement différente de celle de l'encaissant peut modifier l'état d'équilibre eau-roche, d'où une dissolution de

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> Un psychrophile (en grec « ami du froid ») est un organisme capable de vivre dans les mers polaires ou les abysses (90 % du volume des océans est en dessous de 5 °C, les sols gelés ou dans les glaciers.

matière autour du puits chaud d'un ATES et, au contraire, une précipitation autour du puits froid. Le retour d'expérience du site expérimental de Le Plaisir-Thiverval-Grignon (France) montre qu'une injection d'eau au-delà de 150°C a dissous des silicates, ce qui a conduit au colmatage du puits par précipitation de silice et à l'abandon du site (Gombert, 2015).

Des expériences de laboratoire ont été réalisées afin d'évaluer cet impact dans un aquifère sableux et anoxique, largement utilisé pour la production d'eau potable et les systèmes ATES aux Pays-Bas (Bonte et al., 2013). Les résultats obtenus sont les suivants (pour une température *in situ* de 11°C) :

- à 5°C, température des puits froids, la qualité de l'eau n'est pas affectée ;
- à 25°C, température maximale actuellement autorisée pour les puits chauds, la concentration en arsenic a significativement augmenté, dépassant la limite de potabilité de 10 µg/l dans deux des trois échantillons de sédiments testés ;
- à 60°C, température envisagée pour les systèmes HT-ATES, d'autres augmentations significatives ont été observées concernant le pH et les concentrations en carbone organique dissous, en phosphore, en potassium, en silice, en molybdène, en vanadium, en bore et en fluor; l'arsenic a en outre dépassé la limite de potabilité dans tous les échantillons testés.

Ces résultats soulignent la nécessité d'une évaluation minutieuse des conditions hydrogéochimiques lors de l'installation de systèmes ATES dans des aquifères déjà utilisés pour la production d'eau potable. Les effets chimiques induits par la température seraient dus à différents processus : dissolution des feldspaths potassiques (augmentation des concentrations en K et Si), désorption et minéralisation de la matière organique sédimentaire (augmentation du carbone organique dissous), désorption et dissolution des oxydes de fer (augmentation des concentrations en As, B, Mo, V et P par scavenging<sup>28</sup>)... En revanche, aucun effet significatif de la température n'a été observé sur les concentrations en éléments suivants, pourtant présents dans les sédiments : Na, Ca, Mg, Sr, Fe, Mn, Al, Ba, Co, Cu, Ni, Pb, Zn, Eu, Ho, Sb, Sc, Yb, Ga, La et Th.

Dans les aquifères épais, la composition chimique des eaux souterraines varie souvent avec la profondeur, en raison notamment de la disponibilité de l'oxygène ou des réactions qui surviennent entre les eaux de surface qui s'infiltrent et les composés réactifs de la roche-réservoir, comme les carbonates ou la pyrite (Bonte et al., 2011ab). Il en résulte un gradient vertical naturel de qualité avec des eaux superficielles oxydées et riches en nitrates et en matière organique, et des eaux profondes réduites, anoxiques, dénitrifiées et riches en fer. Dans ce contexte, un système ATES qui extrairait l'eau souterraine d'une certaine profondeur pour la réinjecter à une autre profondeur tend à homogénéiser ce gradient vertical. Cela peut introduire des polluants à de plus grandes profondeurs dans l'aquifère, réduisant le volume d'eau souterraine non contaminée, ce qui tend à augmenter la vulnérabilité des captages d'eau potable. C'est pourquoi une modélisation du transport des contaminants ou une modélisation géochimique pourrait présenter un intérêt particulier pour certains déploiements d'ATES qui ciblent les aquifères d'eau douce, afin de comprendre l'impact sur la qualité des eaux souterraines lors de l'exploitation à long terme de ces systèmes de stockage thermique (Regnier et al., 2022).

Enfin, les systèmes fermés - comme les BTES, CTES, PTES ou TTES - n'ont pas d'impact qualitatif direct sur les ressources en eau en fonctionnement normal. Toutefois, un BTES peut utiliser comme fluide caloporteur de l'eau avec un agent antigel tel que le glycol, un biocide et un inhibiteur de corrosion, ce qui peut entraîner une contamination souterraine en cas de fuite, même si de tels cas sont rares (Nielsen, 2003 ; Bonte et al., 2011a ; Kabuth et al., 2017). La plupart des antigels actuellement utilisés (éthanol, isopropanol, éthylène glycol, propylène glycol) devraient se décomposer facilement en quelques jours ou semaines et leurs métabolites de dégradation ont une faible toxicité (Kallesøe et Vangkilde-Pedersen, 2019). En revanche, d'autres additifs peuvent poser problème : Éthylhexanoïque, 2-éthylhexanoate de sodium, Hydroxyde de sodium, Tolyltriazole ou Benzotriazole. Bien qu'une biodégradation aérobie et anaérobie ait effectivement été observée dans les sols pour les antigels les plus fréquemment utilisés, l'ajout d'inhibiteurs de corrosion ou de biocides peut stopper cette biodégradation. Toutefois, au Danemark, l'Agence pour la protection de l'environnement ne considère pas l'éthylhexanoïque, le 2-éthylhexanoate et l'hydroxyde de sodium de sodium comme plus problématiques que l'éthanol en termes de toxicité et de dégradabilité, contrairement au tolyltriazole qui n'est pas facilement dégradable et qui est très toxique pour les organismes vivant dans l'eau. De ce fait,

<sup>&</sup>lt;sup>28</sup> Désorption d'éléments traces métalliques initialement adsorbés sur la structure d'un composé lors de la dissolution de ce dernier (ici, il s'agit d'oxy-hydroxydes de fer).

son utilisation n'est pas recommandée dans les échangeurs de chaleur des systèmes BTES. Une étude allemande indique également que le tolytriazole et le benzotriazole devraient faire l'objet d'études plus approfondies et qu'ils ne se décomposent pas facilement dans les nappes phréatiques. Par conséquent, une fuite peut impliquer une longue exposition à ces fluides caloporteurs et un transport important dans les eaux souterraines en raison de leur faible sorption dans la matrice du sol. Toutefois, ces systèmes comprennent généralement une alarme de chute de pression et des contrôles pour empêcher la fuite de grandes quantités de fluide caloporteur. Il en résulte que le risque d'impact négatif d'un BTES sur l'environnement est relativement faible, tant que ces ouvrages sont réalisés, achevés et suivis conformément à la réglementation en vigueur et aux recommandations les plus récentes (Kallesøe et Vangkilde-Pedersen, 2019).

#### d) Impact sur les gaz dissous

La modification de la température impacte également d'autres paramètres physicochimiques de l'eau tels que la solubilité des gaz dissous (principalement O<sub>2</sub> et CO<sub>2</sub>), ce qui influe également sur le pH de l'eau et sur son potentiel rédox avec, pour ce dernier, une tendance à l'augmentation avec la température jusqu'à épuisement de l'eau en oxydants (oxygène dissous, nitrates), surtout en présence de matière organique dissoute (Lépicier, 2009). En ce qui concerne l'oxygène, la loi de Henry stipule que sa solubilité varie, pour l'eau douce, de 14,6 mg/l à 0°C à 0 mg/l à 100°C. Dans les gammes de température LT-ATES, la solubilité de l'oxygène diminue de 12,7 mg/l à 5°C (rejet d'eau froide) à 7,5 mg/l à 30°C (rejet d'eau chaude). Ainsi, un aquifère peut-il devenir anoxique dans l'environnement d'un puits eau chaud, ce qui peut altérer les conditions de vie des microorganismes aérobie au profit des anaérobies.

Cette dépendance physique de la solubilité à la température est valable pour la plupart des gaz sauf pour le CO<sub>2</sub> en contexte carbonaté (calcaire, dolomie, marne) où il faut également faire intervenir l'équilibre calco-carbonique. Ce dernier s'écrit globalement :

$$CO_2 + H_2O + CaCO_3 \Leftrightarrow Ca^{2+} + 2 HCO_3^{-}$$

où CaCO<sub>3</sub> représente le carbonate de calcium, qui forme l'essentiel du calcaire, et HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> l'ion hydrogénocarbonate ou bicarbonate.

Ainsi, dans un réservoir aquifère carbonaté, l'augmentation de la température réduit la concentration en CO<sub>2</sub> de l'eau qui ne peut plus maintenir le bicarbonate de calcium en solution : ce dernier va précipiter sous la forme de carbonate de calcium (vulgairement appelé « tartre ») et avoir tendance à colmater les crépines du forage, voire la porosité de l'aquifère alentour. Un phénomène inverse peut également se produire du côté du puits froid avec, par exemple, des oxy-hydroxydes de fer ou de manganèse.

#### e) Impact sur les polluants

Dans le cas d'une nappe renfermant des polluants, le réchauffement de l'eau peut induire une augmentation de la réactivité de certains composés, notamment une dégradation et/ou une néoformation de composés organiques, voire leur volatilisation pour les plus volatils (COV), ou une désorption d'éléments adsorbés au substrat (métaux par exemple) (Lépicier, 2009 ; Kabuth et al., 2017)). Ainsi, aux Pays-Bas, les systèmes ATES sont souvent utilisés dans des aquifères urbains qui ont été contaminés par des activités antérieures et leurs effets sur les panaches de contamination des eaux souterraines ne sont pas encore clairs (Bonte et al., 2011a) : l'augmentation de la température des eaux souterraines peut mobiliser des contaminants auparavant immobiles en augmentant leur solubilité et en réduisant leur sorption, ou accélérer la biodégradation via le mélange de différents types d'eaux souterraines chimiques avec, notamment, la mobilisation des nutriments.

### 4.5.4 Mouvements de terrain

# 4.5.4.1 Stabilité du réservoir de stockage

En ce qui concerne les CTES, le choix de cavités salines est inadapté au stockage de chaleur car le sel, outre sa forte solubilité dans l'eau, est plus sensible à la température que la plupart des roches : point de fusion plus faible (800°C), coefficient de dilatation thermique et conductivité thermique plus forts, fluage important avec la température. Les projets de ce type sont donc nécessairement prévus en cavités minées. Comme cela a été vu précédemment dans le cas des CAES, le premier risque d'instabilité d'un CTES en cavité minée concerne la phase de creusement, à l'instar de tout ouvrage souterrain d'une certaine taille (Chen et al., 2015) : les effets de relaxation se font sentir jusqu'à une vingtaine de mètres des parois latérales, et la perméabilité augmente de deux ordres de grandeur dans les roches environnantes.

Dans le cas des PTES, pour assurer la stabilité des côtés de l'excavation en phase de construction, le creusement est le plus souvent réalisé rapidement, ainsi que son remplissage par l'eau. Au Danemark, où ce creusement est réalisé dans des matériaux très argileux, l'argile n'est en effet stable qu'à court terme à l'état non drainé. Comme ordre de grandeur, la période allant du début de l'excavation au remplissage complet de la fosse avec de l'eau a été d'environ 6 mois à Marstal dont 1 mois pour la pose de la géomembrane et 2 mois pour le remplissage. La durée pendant laquelle l'argile n'était pas drainée ne devait durer qu'un mois et le dépassement de cette période de plusieurs mois a entraîné des effondrements dus à des pentes instables (Dannemand et Bødker, 2013).

#### 4.5.4.2 Stabilité de la surface du sol

Il a été vu précédemment que le fonctionnement d'un ATES nécessite des phases de pompage et de réinjection d'eau qui sont susceptibles de créer un impact hydrodynamique sous forme de fluctuations piézométriques ou d'accélérations de la vitesse de circulation de la nappe (Gombert, 2015). Ces divers phénomènes sont susceptibles d'induire de légers mouvements de terrain : affaissement au-dessus des zones de rabattement de nappe ou des zones de départ de particules par suffosion, surélévation au-dessus des dômes piézométriques créés par la réinjection d'eau.

A cela s'ajoute spécifiquement un impact dû au contact de l'eau très chaude avec l'encaissant dans le cas d'un HT-ATES, d'un PTES, d'un CTES ou d'un TTES :

- effets gravitaires en surface (mouvements de terrain) liés à l'expansion ou à la rétractation des terrains induites par les fluctuations thermiques (HEATSTORE, 2020), notamment dans le cas de formations argileuses gonflantes (Fleuchaus et al., 2019);
- dans le cas des PTES, la température du sol pourrait augmenter jusqu'à 90°C près des parois de la fosse, ce qui peut provoquer un assèchement du sol au-dessus de la nappe phréatique, et un risque de retrait<sup>29</sup> de certaines argiles ; cependant, le seul cas étudié est celui du PTES de Marstal (Danemark) où les argiles étaient tellement préconsolidées que leur teneur en eau naturelle était proche de la limite de retrait, d'où un risque de déformation à long terme considéré comme négligeable (Dannemand et Bødker, 2013) ;
- dans le cas des CTES ou TTES, il s'agit d'un effet thermomécanique dû à la dilatation des roches au contact des parois du réservoir ; cela peut se traduire par des surélévations du sol qui atteignent une amplitude millimétrique sous l'effet d'un stockage d'eau à 115 °C (Martna, 1983).

Ce dernier type d'impact a notamment été étudié dans le cas particulier du projet VECTES<sup>30</sup> qui sera la plus grande installation souterraine de stockage d'énergie thermique au monde avec quatre cavernes d'environ 220 000 m<sup>3</sup> chacune, remplies d'eau à 140-150°C à 80-90 m de profondeur (Vantaan Energia, 2021a, 2021b). De ce fait, ce stockage induira une dilatation des terrains et une surrection attendue de l'ordre de 10 cm au maximum, au droit de sa partie centrale, et d'environ 1 cm jusqu'à 500 m de distance (Figure 46)

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Il est fait allusion ici au phénomène de retrait- gonflement de certaines argiles.

<sup>&</sup>lt;sup>30</sup> Du fait que l'intégralité des 500 pages de rapport et d'annexes traitant de ce projet est en finnois, nous n'avons pas réussi à trouver d'informations détaillée sur l'impact thermique attendu du projet.



Figure 46. Estimation des surélévations du sol résultant de l'exploitation du stockage thermique saisonnier VECTES (rond jaune) pendant ses 44 années d'exploitation (Vantaan Energia, 2021b). Les traits orange subparallèles représentent le tracé d'une infrastructure routière sensible.

L'évolution de cette surélévation au cours du temps a été simulée ; les résultats montrent que l'essentiel du déplacement se produira au cours des deux premières décennies de mise en service (Figure 47).



Figure 47. Élévation du sol au point de surveillance SU-86 due au réchauffement des roches au cours du temps (Vantaan Energia, 2021b)

<u>Légende</u> : abscisses = Temps écoulé (année), ordonnées = Déplacement (cm), courbe grise = simulation par une loi logarithmique, courbe en pointillés verts = simulation par une loi de puissance

### 4.5.5 Sismicité induite

Ce type de risque n'est pas abordé dans la littérature consultée, à l'exception de Fleuchaus et al. (2020) qui font état d'interactions entre différents éléments de risque. Ils signalent ainsi, à titre d'exemple, que le risque de « perception par le public » pourrait être fortement influencé par l'occurrence du risque de « sismicité induite », surtout si sa magnitude dépasse 3 à l'instar de ce qui s'est produit dans certains projets de géothermie profonde.

# 4.5.6 Émissions de gaz

Ce type de risque n'est pas mentionné dans la littérature consultée.

# 4.5.7 Synthèse des principaux phénomènes dangereux ou impactants attendus

Dans cette technologie de stockage d'énergie, le transfert de fluide de travail (en général de l'eau) se fait à pression pratiquement constante. Les cycles de remplissage/vidange ou de charge/décharge sont ici remplacés par des cycles de chauffage/refroidissement qui sont à l'origine des principaux impacts recensés.

Dans le cas des BTES, le fluide caloporteur – qui reste le plus souvent de l'eau – peut renfermer des additifs chimiques (antigel, biocide, inhibiteur de corrosion...) susceptibles d'entraîner une contamination souterraine en cas de fuite. Toutefois, les volumes de fluide caloporteur mis en œuvre sont assez faibles, de l'ordre de quelques dizaines à centaines de litres par forage, et ces systèmes comprennent généralement une alarme de chute de pression afin de limiter l'ampleur des fuites.

C'est surtout dans le cas spécifique, mais très répandu, des ATES, que le contact étroit du fluide de travail avec la nappe d'eau souterraine ne peut que favoriser un impact thermique d'autant plus fort, au niveau du puits chaud, que la température d'injection de l'eau sera élevée : réactions chimiques, perturbations microbiologiques avec notamment le risque de développement de bactéries thermophiles pathogènes. A cela s'ajoute un impact hydrogéologique avec l'apparition d'un dôme piézométrique au puits d'injection et d'un rabattement au puits de pompage. Notons que cet impact peut également se traduire par des mouvements de terrain, respectivement une surrection (gonflement) et une subsidence (affaissement), cette dernière pouvant être aggravée par le déclenchement d'un processus de suffosion (au droit du puits de soutirage).

Dans les autres filières UTES, la présence en général d'un liner (CTES, PTES), d'un cuvelage (TTES) ou d'un tubage (BTES) interdit tout échange de fluide avec le milieu environnant, sauf en cas de fuite.

Les scénarios accidentels principaux sont schématisés sur la Figure 48.



Figure 48. Scénarios de risques liés au fonctionnement normal ou dégradé d'un UTES <u>Note</u> : le code couleur se réfère à celui de la Figure 33.

# 5 Conclusion

Les stockages souterrains d'énergie de type CAES, UPHS et UTES fonctionnent avec un fluide de travail intrinsèquement non dangereux et non toxique, qui est soit de l'air, soit de l'eau. Dans le cas des CAES et des UTES, c'est la modification de certaines propriétés de ce fluide qui permet le stockage et la décharge d'énergie : mise en pression de l'air sur plusieurs dizaines de bar pour le CAES, augmentation de température de plusieurs dizaines de degrés pour les UTES. Dans le cas des UPHS, le fluide de travail (de l'eau) reste à pression et température ambiantes ; la décharge d'énergie est une variation d'énergie potentielle.

Il ressort de l'inventaire des stockages souterrains d'énergie dans le monde que de nombreux projets existent mais qu'ils se traduisent rarement par des réalisations, à l'exception notable des divers types de stockage d'énergie thermique. De ce fait, l'accidentologie de ces nouvelles technologies est très faible à ce jour.

D'un point de vue sécuritaire, sanitaire ou environnemental, les Évènements Redoutés Centraux liés à ces modes de stockage sont synthétisés sur la Figure 49 et dans le Tableau 7. Ils concernent la perte de confinement de l'ouvrage d'accès ou du réservoir, l'instabilité du réservoir, l'impact sur l'eau souterraine et l'émission de gaz dangereux, asphyxiants ou toxiques. Ils sont à l'origine de plusieurs phénomènes dangereux ou impactants, également présentés sur la Figure 49 et dans le Tableau 7. Les principales causes qui en sont à l'origine résultent des éléments suivants :

- la présence d'air à haute pression dans un CAES susceptible d'induire : une onde de pression et un refroidissement local important en cas de fuite brutale ; un impact hydrogéologique en cas de fuite lente dans un aquifère ; des mouvements de terrain lors des cycles de charge/décharge ;
- la présence d'eau à haute température dans certains UTES, notamment les ATES, susceptible d'induire : des réactions chimiques et biochimiques ; des perturbations microbiologiques ; des mouvements de terrain lors des cycles de chauffage/refroidissement ;
- de fortes variations de charge hydraulique lors des cycles de remplissage/vidange et au rabattement important (plusieurs dizaines à centaines de mètres) que pourrait nécessiter la construction puis l'exploitation du (ou des) réservoir(s) souterrain(s) quelle que soit le type de stockage concerné ;
- les conditions de stabilité des ouvrages souterrains de stockage, en phase de creusement, d'exploitation et d'abandon des sites, dans le cas notamment des CAES en cavités minées ou salines, des STEP souterraines et des CTES et MTES qui pourraient conduire à des mouvements de terrains en surface en cas de rupture accidentelles

En ce qui concerne la réglementation applicable à ce type de technologies, les données sont pour l'instant embryonnaires et limitées à quelques pays.



Figure 49. Synthèse des causes (en bleuté) et conséquences (en orangé) des risques liés au fonctionnement d'un stockage souterrain d'énergie

Tableau 7. Synthèse des principaux ERC (Évènements Redoutés Centraux) et PDI (phénomènes dangereux ou impactants) liés aux stockages souterrains d'énergie électrique ou thermique

ERC ↓	PDI →	Blow-out	Perturbation de nappe	Qualité de nappe	Mouvement de terrain	Séisme induit	Asphyxie, intoxication	Incendie, explosion	Pollution de l'air, effet de serre
Perte de co de l'ouvrag	onfinement e d'accès	CAES	CAES, UPHS, UTES (sauf ATES)	UPHS (en aquifère ou mine non exploitée), UTES (sauf ATES)					
Perte de co du réservoi	onfinement r		CAES	CAES, UTES (sauf ATES)	CAES, UPHS, UTES				
Instabilité d réservoir	lu		UTES (surtout ATES et MTES)		CAES, UPHS, UTES (surtout ATES et MTES)	CAES, UPHS			
Impact sur souterraine	l'eau		CAES (en aquifère), UPHS (en aquifère ou mine non exploitée), UTES	CAES (en aquifère captif), UPHS (en aquifère ou mine non exploitée), UTES (surtout ATES)					
Émission de dangereux, asphyxiant toxique	e gaz ou	CAES (en gisement déplété)	CAES (en gisement déplété)				CAES (en gisement déplété), UPHS (STEP semi- souterraine), UTES (MTES)		

# 6 Références bibliographiques

ADEME, 2015. La chaleur fatale industrielle. Connaître pour agir, Mars 2015, 39 p.

Álvarez H, Domínguez G, Ordóñez A, Menéndez J, Álvarez R, Loredo J, 2021. MineWater for the Generation and Storage of Renewable Energy: A Hybrid Hydro–Wind System. Int. J. Environ. Res. Public Health 2021, 18, 6758, <u>https://doi.org/10.3390/ijerph18136758</u>

AMORCE-ADEME, 2016. Le stockage thermique dans les réseaux de chaleur. Série Technique RCT45, Juin 2016, 39 p.

ARUP, 2016. DELWP and City of Greater Bendigo. Pre-feasibility study of renewable energy pumped hydro in Bendigo. Pre-feasibility Study Report – Final, Job number 258060-00, 63 p.

Bart S, 2011. Recommandations sur le choix des équipements de forage d'eau. Rappel des bonnes pratiques. Note Johnson screens® du 20/01/2011, 11 p.

Berta M, Dethlefsen F, Ebert M. et al., 2016. Surface passivation model explains pyrite oxidation kinetics in column experiments with up to 11 bars p(O2). Environ Earth Sci 75, 1175 (2016). https://doi.org/10.1007/s12665-016-5985-7

Bijl J, Buurman N, Fennema T, van der Maarel R, Wiedemann V, 2020. Requirements for sustainable heat storage in the Zeeheldenkwartier district of The Hague. De Haagse Hogeschool, 3/2/2020, 52 p.

Blum P, Menberg K, Koch F, Benz SA, Tissen C, Hemmerle H, Bayer P, 2021. Is thermal use of groundwater a pollution? Journal of Contaminant Hydrology, 239/2021, 103791, <u>https://doi.org/10.1016/j.jconhyd.2021.103791</u>

Boehler C, 2019. Case Study for an Underground Pumped Hydro Storage for the City of Graz. Master's Thesis, BSc Graz University of Technology, November 2019, 103 p.

Bonte M, Stuyfzand PJ, Hulsmann A, Van Beelen P, 2011a. Underground thermal energy storage: environmental risks and policy developments in the Netherlands and European Union. Ecology and Society, 2014, 16(1): 22, 16 p.

Bonte M, Stuyfzand PJ, van den Berg GA, Hijnen WAM, 2011b. Effects of aquifer thermal energy storage on groundwater quality and the consequences for drinking water production: a case study from the Netherlands. Water Sci Technol (2011) 63 (9): 1922–1931, <u>https://doi.org/10.2166/wst.2011.189</u>

Bonte M, van Breukelen BM, Stuyfzand PJ, 2013. Temperature-induced impacts on groundwater quality and arsenic mobility in anoxic aquifer sediments used for both drinking water and shallow geothermal energy production. Water Research, 47/14: 5088-5100, <u>https://doi.org/10.1016/j.watres.2013.05.049</u>

Bourdoncle B, 2020. Le stockage intersaisonnier de chaleur dans le secteur résidentiel-tertiaire : un moyen de réduire notre empreinte carbone. Communication à l'académie des technologies, décembre 2020, 48 p.

BRGM, 2008. Projet « Serre Capteur d'énergie ». Application du stockage d'énergie thermique en aquifère au chauffage et au refroidissement de serres maraîchères. Phase 1 : étude préalable des sites. Rapport BRGM RP-56641-FR, nov. 2008.

Budt M, Wolf D, Span R, Yan J, 2016. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. Applied Energy 170 (2016): 250–268, http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.108

Casonhua L, 2018. Going Beneath the Grid with Underground Energy Storage. Lawrence Livermore National Laboratory, March 2018, <u>https://str.llnl.gov/2018-03 /buscheck</u> (consulté le 11/10/2023).

Cerema, 2021. Stockage thermique et réseaux de chaleur. Fiche technique, sept. 2021, 20 p.

CFMR, 2017. Manuel de mécanique des roches. Thermomécanique des roches. Tome V, Paris, Presses des Mines.

Chen YF, Zheng HK, Wang M, Hong JM, Zhou CB, 2015. Excavation-induced relaxation effects and hydraulic conductivity variations in the surrounding rocks of a large-scale underground powerhouse cavern system. Tunnelling & Undergr. Space Technol., 49: 253-267, doi.org/10.1016/j.tust.2015.05.007

CNDP, 2018. Intermittence et stockage : L'urgence d'une réflexion approfondie sur la filière STEP. Avis n°260 de la Commission nationale du débat public, 24/04/2018.

CNRS, 2020. Risques liés aux équipements sous pression. Les Cahiers de Prévention Santé • Sécurité • Environnement. 2<sup>e</sup> édition, mai 2020, 48 p.

Courtois N, Marchal JP, Menjoz A, Monnot P, Noël Y, Petit V, Thiéry D, Grisey A, Grassely D, 2007. Application du stockage thermique en aquifère au chauffage et au refroidissement de serres maraîchères en France : étude de préfaisabilité. Rapport BRGM/RP-55481-FR, 288 p.

Courtois N, Battaglia-Brunet F, Pettenati M et al., 2008. Projet « Serre capteur d'énergie » - Application du stockage thermique en aquifère au chauffage et au refroidissement de serres maraîchères. Phase 1 : étude préalable des sites. Rapport BRGM/RP-56508-FR, 55 p.

Chartier R, Desplan A, Bézelgues Courtade S, 2009. Surveillance des installations géothermiques sur aquifères dans l'agglométarion lyonnaise (69). Rapport final BRGL/RP-57507-Fr, déc. 2009, 58 p.

Crotogino F, Mohmeyer KU, Scharf R, 2001. « Huntorf CAES: more than 20 years of successful operation », Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA, 15-18 April 2001.

Dannemand AJ, Bødker L, 2013. Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating. Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Paris 2013: 3351-3354.

de Prado LA, Menéndez J, Bernardo-Sánchez A, Galdo M , Loredo J, Fernández-Oro JM, 2021. Thermodynamic Analysis of Compressed Air Energy Storage (CAES) Reservoirs in Abandoned Mines Using Different Sealing Layers. Appl. Sci. 2021, 11, 2573. <u>https://doi.org/10.3390/app11062573</u>

Deng K, Zhang K, Xue X, Zhou H, 2019. Design of a New Compressed Air Energy Storage System with Constant Gas Pressure and Temperature for Application in Coal Mine Roadways. Energies 2019, 12, 4188; doi:10.3390/en12214188

Desmedt J, Hoes H, Van Bael J, 2006. Status of underground thermal energy storage in Belgium. EC-STOCK, 2006, <u>https://pdfs.semanticscholar.org/e975/c9e24dd0a8dabf0a099c1519f08f726ca2b8.pdf</u>

DOE, 2014. Final environmental assessment <sup>for</sup> the Pacific Gas and Electric Company (PG&E) compressed air energy storage (CAES) compression testing phase project, San Joaquin County, California. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Lab., Project DOE/EA-1752, 74 p.

Drijver B, van Aarssen M, de Zwart B, 2012. High-temperature aquifer thermal energy storage (HT-ATES): sustainable and multi-usable. Innostock 2012, The 12th International Conference on Energy Storage, 10 p.

ENEA Consulting, 2012. Le stockage d'énergie : enjeux, solutions techniques et opportunités de valorisation. <u>https://www.enea-consulting.com/static/f1a124e32e3b159b84a468fb0255ab8c/enea-le-stockage-denergie.pdf</u> (consulté le 19/01/2024).

EPRI-DO E, 2003. Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications. EPRI, DOE, Palo Alto, CA, Washington, DC 2003, 512 p.

ESETA, 2012. ATESTOC : Stockage d'énergie thermique en aquifère pour la réalisation d'éco-quartier : étude d'un site à proximité de Valenciennes. Projet ANR STOCK-E 08, <u>https://anr.fr/Colloques/Energies2012/Posters Stockage Energie.pdf</u> (consulté le 22/08/2023).

Evans DJ, Carpenter G, Farr G, 2018. Mechanical Systems for Energy Storage – Scale and Environmental Issues. Pumped Hydroelectric and Compressed Air Energy Storage. In: Energy storage options and their environmental impacts: 42-114.

Evans D, Parkes D, Dooner M, Williamson P, Williams J, Busby J, He W, Wang J, Garvey S, 2021. Salt Cavern Exergy Sto<sup>ra</sup>ge Capacity Potential of UK Massively Bedded Halites, Using Compressed Air Energy Storage (CAES) Appl. Sci. 2021, 11, 4728. <u>https://doi.org/10.3390/app11114728</u>

Evans D, Schultz RA, 2017. Analysis of Occurrences at Underground Fuel Storage Facilities and Assessment of the Main Mechanisms Leading to Loss of Storage Integrity. Conference: 51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, California, June 2017, ARMA 17–265: 27 p

FERC, 2019. DRAFT ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT FOR HYDROPOWER LICENSE. Mineville Energy Storage Project FERC Project No. 12635-002, New York. Report of the Office of Energy Projects, June 2019, 185 p. Fleuchaus P, Schüppler S, Bloemendal M, Guglielmetti L, Opel O, Blum P, 2020. Risk analysis of High-Temperature Aquifer Thermal Energy Storage (HT-ATES). Renewable and Sustainable Energy Reviews 133 (2020) 110153, <u>https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110153</u>

Godinaud J, Klepikova M, Larroque F, Guihéneuf N, Dupuy A, Bour O, 2023. Clogging detection and productive layers identification along boreholes using Active Distributed Temperature Sensing. Journal of Hydrology 617 (2023) 129113, <u>https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2023.129113</u>

Gombert P, 2015. Le stockage souterrain d'énergie thermique dans le contexte de la transition énergétique. Rapport INERIS DRS-15-149645-11964A, 37 p.

Gombert P, Ghoreychi M, Lahaie F, Salmon R, Thoraval A, 2018. Les stockages souterrains d'énergie dans le contexte de la transition énergétique. Géologues, n°196 : 30-37.

Gombert P, Poulain A, Goderniaux P, Orban P, Pujades E, Dassargues A, 2020. Potentiel de valorisation de sites miniers et carriers en STEP en France et en Belgique. La Houille Blanche, DOI 10.1051/lhb/2020035

Gombert P, 2022. Problématique des échauffements de terrils houillers dans le monde. Revue mines & carrières, décembre 2022, 308 : 26-31.

Gorr P, 2023. Bendigo underground pumped hydro, Victoria. How do you transform an old mine into renewable-enabling energy storage? <u>www.arup.com/projects/bendigo-underground-pumped-hydro</u> (consulté le 11/10/2023).

Grazzini G, Milazzo A, 2008. Thermodynamic analysis of CAES/TES systems for renewable energy plants. Renewable Energy, 2008, 33/9: 1998-2006, <u>https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.12.003</u>.

Groenenberg R, Koornneef J, Sijm J, Janssen G, Morales-Espana G, van Stralen J, Hernandez-Serna R, Smekens K, Juez-Larré J, Goncalvez C, Wasch L, Dijkstra H, Wassing B, Orlic B, Brunner L, van der Valk K, van Unen M, van der Meulen TH, Kranenburg-Bruinsma K, Winters E, Puts H, Van Popering-Verkerk J, Duijn M, 2020. Large-scale energy storage in salt caverns and depleted fields. TNO Report 2020 R12006, 40 p.

Grubelich MC, Bauer SJ, Cooper PW, 2011. Potential Hazards of Compressed Air Energy Storage in Depleted Natural Gas Reservoirs. Sandia National Lab. Report SAND2011-5930, Sept. 2011, 23 p.

Hadj-Hassen F, El-Murr A, 2014. Le stockage en souterrain de l'énergie sous forme d'air comprimé. VIII<sup>ème</sup> Congrès International sur les Énergies Renouvelables et l'Environnement (CERE), 19-21 mars 2014, Mahdia, Tunisie.

Hahn F, Jagert F, Bussmann G, Nardini I, Bracke R, Seidel T, König T, 2019. The reuse of the former Markgraf II colliery as a mine thermal energy storage. European Geothermal Congress 2019, Den Haag, The Netherlands, 11-14 June 2019, 4 p.

Hakamian K, 2017. Thermal Design and Analysis of a Solid-State Grid-Tied Thermal Energy Storage for High Temperature Hybrid Compressed Air Energy Storage System. Thesis, Faculty of California, State Polytechnic University, Pomona, 70 p.

Haselbacher H et al., 2017. Stockage d'air comprimé et de chaleur dans une galerie alpine. <u>https://nfp-energie.ch/fr/projects/1010/</u> (consulté le 30/05/2022).

Hoes H, Desmedt J, Robeyn N, Van Bael J, 2006. Experiences With ATES Applications In Belgium.Operationalresultsandenergysavings,https://intraweb.stockton.edu/eyos/energy\_studies/content/docs/FINAL\_PAPERS/5A-1.pdf(11/10/23).

HEATSTORE; 2021. Roadmap for flexible energy systems with underground thermal energy storage towards 2050, HEATSTORE 2021, GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal. Project deliverable number D6.4, 57 p.

IEA-SHC, 2015. Task 45 Large systems. Seasonal thermal energy storage. Report on state of the art and necessary further R+D. D. Mangold & L. Deschaintre Ed., Research Project FKZ 0325542A, 48 p.

IFPSH, 2021. Innovative Pumped Storage Hydropower Configurations And Uses. International Forum on Pumped Storage Hydropower (IFPSH), Capabilities, Costs & Innovation Working Group, September 2021, Report: 93 p.

Ineris, 2016. Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique. Maîtrise des risques et impacts. Dossier INERIS Références, septembre 2016, 44 p.

Kabus F, Seibt P, 2000. Aquifer Thermal Energy Storage For The Berlin Reichstag Building - New Seat Of The German Parliament. Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2000: 3611-3615.

Kabuth A, Dahmke A, Beyer C, Bilke L, Dethlefsen F, Dietrich P, Duttmann R, Ebert M, Feeser V, Görke UJ, Köber R, Rabbel W, Schanz T, Schäfer D, Würdemann H, Bauer S, 2017. Energy storage in the geological subsurface: dimensioning, risk analysis and spatial planning: the ANGUS+ project. Environ Earth Sci (2017) 76: 23, DOI 10.1007/s12665-016-6319-5

Kallesøe AJ, Vangkilde-Pedersen T, 2019. Underground Thermal Energy Storage (UTES) – state-ofthe-art, example cases and lessons learned. HEATSTORE project report, GEOTHERMICA – ERA NET Cofund Geothermal, 130 p.

Kenning T, 2016. Gaelectric submits planning application for 330 MW compressed air storage system in Northern Ireland. <u>https://www.energy-storage.news/gaelectric-submits-planning-application-for-</u><u>330mw-compressed-air-storage-system-in-northern-ireland/</u> (consulté le 11/10/2023)

Khan S, Davidson I, 2016. Underground Pumped Hydroelectric Energy Storage in South Africa using Aquifers and Existing Infrastructure. NEIS Conference 2016 on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Germany, September 2016, 4 p.

Kim HM, Rutqvist J, Kim H, Park D, Ryu DW, Park ES, 2016. Failure Monitoring and Leakage Detection for Underground Storage of Compressed Air Energy in Lined Rock Caverns. Rock Mech Rock Eng (2016) 49: 573–584, DOI 10.1007/s00603-015-0761-7

Kim YM, Shin DG, Favrat D, 2011. Operating characteristics of constant-pressure compressed air energy storage (CAES) system combined with pumped hydro storage based on energy and exergy analysis. Energy, 36/10, 2011: 6220-6233, <u>https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.07.040</u>

King M, Apps J, 2013. Compressed air energy storage: matching the earth to the turbo-machinery. <u>https://www.sandia.gov/files/ess/EESAT/2013\_papers/Compressed\_Air\_Energy\_Storage\_Matching\_t\_he\_Earth\_to\_the\_Turbo-Machinery\_\_No\_Small\_Task.pdf</u> (consulté le 22/01/2024).

King M, Jain A, Bhakar R, Mathur J, Wang K, 2021. Overview of current compressed air energy storage projects and analysis of the potential underground storage capacity in India and the UK. Renewable and Sustainable Energy Reviews 139 (2021) 110705, <u>https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110705</u>

Kitsikoudis V, Archambeau P, Dewals B, Pujades E, Orban P, Dassargues A, Pirotton M, Erpicum S, 2020. Underground Pumped-Storage Hydropower (UPSH) at the Martelange Mine (Belgium): Underground Reservoir Hydraulics. Energies 2020, 13, 3512; doi:10.3390/en13143512

Koreny J, 2016. Appendix I: Groundwater Bank Energy Storage Systems. A Feasibility Study for Willow Springs Water Bank. Attachments II-V: Supplementary Documents for Pumped Storage Analysis at Willow Springs Water Bank. Memorandum, Job No: 10018518, September 14, 2016, 66 p.

Koritarov V, Kwon J, Ploussard Q, Balducci P, 2022. A Review of Technology Innovations for Pumped Storage Hydropower. Argonne National Laboratory, April 2022, 160 p.

Kou L, 2012. Energy Storage Activities at New York Power Authority. APPA National Conference, Seattle, WA, June 19, 2012, 13 p.

Kramer GJ, Arts T, Urai JL, Vrijling H, Huynen JMH, 2020. Risk Mitigation and Investability of a U-PHS Project in The Netherlands. Energies 2020, 13, 5072; doi:10.3390/en13195072

Krokos E, Schneider S, 2020. Standards Review and Technology Transfer. Deliverable D7.1, RICAS 2020. Design Study for the European Underground Research Infrastructure Related to Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, 14 p.

Lahaie F, 2015. Note relative au cadre législatif et réglementaire des stockages souterrains. Note Ineris DRS-15-149645-12442A, décembre 2015, 5 p.

Lépicier V, 2009. Impacts thermiques des pompes à chaleur utilisées en climatisation sur les eaux souterraines de la ville de Lyon. Stage EHSP, Septembre 2009, 86 p.

Lesueur H, 2016. Utilisation géothermique du puits Yvon Morandat – Gardanne. Rapport final BRGM/RP-65723-FR, 218 p.

Llamas B, de la Cruz Castañeda M, Laín C, Juan Pous J, 2017. Multi-criteria algorithm-based methodology used to select suitable domes for compressed air energy storage. Int. J. Energy Res. 2017; 41: 2108–2120, DOI: 10.1002/er.3771

Lincoln Journal Star (2012). NPPD to test underground air storage. <u>https://journalstar.com/news/state-and-regional/nebraska/nppd-to-test-underground-air-storage/article\_875259af-d46f-5c98-b1b5-e0b265a17331.html</u> (consulté le 10/03/2023).

Liu W, Ramirez A, 2017. State of the art review of the environmental assessment and risks of underground geo-energy resources exploitation. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 76/2017: 628-644, <u>https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.087</u>

Madlener R, Specht JM, 2020. An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Deep Coal Mines. Energies 2020, 13, 5634; doi:10.3390/en13215634

Martna J, 1983. The Avesta research plant for hot water storage – State of the project. Swedish Council for Building Research, Stockholm, 1983, n°16: 367-372.

McWilliams M, 2021. Location Agnostic Pumped Storage (LAPS). In: Innovative Pumped Storage Hydropower Configurations And Uses Capabilities, Costs & Innovation Working Group. International Forum on Pumped Storage Hydropower, September 2021: 20-22.

Medeiros M, Booth R, Fairchild J, Imperato D, Stinson C, Ausburn C, Tietze M, Irani S, Burzlaff A, Moore H, Day J, Jordan B, Holsey T, Davy D, Plourde K, 2018. Technical Feasibility of Compressed Air Energy Storage (CAES) Utilizing a Porous Rock Reservoir, Final Report. DOE-PGE-00198-1. Pacific Gas & Electric Company, San Francisco, CA, March 2018, 277 p.

Menéndez J, Schmidt F, Konietzky H, Bernardo Sánchez A, Loredo J, 2020. Empirical Analysis and Geomechanical Modelling of an Underground Water Reservoir for Hydroelectric Power Plants. Appl. Sci. 2020, 10, 5853; doi:10.3390/app10175853

Midttømme K, Banks D, Ramstad R, Sæther O, Skarphagen H (2008). Ground-source heat pumps and underground thermal energy storage - Energy for the future. Geological Survey of Norway Special Publication, 11: 93-98.

Mouli-Castillo J, Wilkinson M, Mignard D, McDermotta D, Haszeldine RS, Shipton ZK, 2019. Interseasonal compressed air energy storage using saline aquifers. Nat Energy 4, 131–139 (2019). <u>https://doi.org/10.1038/s41560-018-0311-0</u>

Nielsen K, 2003. Thermal Energy Storage. A State-of-the-Art. Research program "Smart Energy-Efficient Buildings" NTNU-SINTEF 2002-2006, Trondheim, January 2003, 25 p.

Olsen J, Paasch K, Lassen B, Veje CT, 2015. A new principle for underground pumped hydroelectric storage. Journal of Energy Storage 2 (2015) 54–63, <u>http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2015.06.003</u>

Paksoy HO, Andersson O, Abaci S, Evliya H, Turgut B, 2000. Heating and cooling of a hospital using solar energy coupled with seasonal thermal energy storage in an aquifer. Renewable Energy, 19/1–2: 117-122, <u>https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00060-9</u>

Pawera D, 2019. Experimental underground pump-storage hydroelectric installation in mine in the Czech Republic. European Workshop on Underground Energy Storage, 8<sup>th</sup> Nov. 2019, Paris, 21 p.

Perazzelli P, Anagnostou G, 2015. Design issues for compressed air energy storage in sealed underground cavities. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering (2015), <u>http://dx.doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.09.006</u>

Perillo G, 2020. Guideline for Risk Evaluation. Deliverable D6.2, RICAS 2020. Design Study for the European Underground Research Infrastructure Related to Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, 27 p

Petruzzi U, 2022. Avancées du stockage de l'énergie aux États-Unis : décryptage des enjeux pour l'Europe. Briefings de l'Ifri, 1fri, 13 juin 2022, 14 p.

Pikl FG, Richter W, Zenz G, 2021. Thermal Pumped-Storage Hydropower (TUPH). In: Innovative Pumped Storage Hydropower Configurations And Uses Capabilities, Costs & Innovation Working Group. International Forum on Pumped Storage Hydropower, September 2021: 64-66.

Pokryszka Z, 2016. Evaluation de l'aléa « Gaz de mine ». Guide méthodologique. Rapport d'étude Ineris DRS-15-149493-10366B, 26/02/2016, 125 p.

PNL, 1982. Technology Assessment Report for the Soyland Power Cooperative, Inc. Compressed Air Energy Storage System (CAES). Pacific Northwest Lab. Richland, Washington Report 99352, 108 p.

PNR Energie, 2019. Stockage d'électricité par compression adiabatique d'air. Actions requises : clarifier les procédures d'aménagement de cavités de stockage. Synthèse du projet conjoint du PNR 70 « Stockage d'électricité par compression adiabatique d'air ». <u>https://www.nfp-energie.ch/fr/dossiers/191/cards/312</u> (consulté le 23/08/2022).

Pokryszka Z, 2015. Évaluation de l'aléa « Gaz de mine ». Guide méthodologique. Rapport Ineris DRS-15-149493-10366B, 26/02/2016, 125 p.

Poulain A, Pujades E, Goderniaux P, 2021. Hydrodynamical and Hydrochemical Assessment of Pumped-Storage Hydropower (PSH) Using an Open Pit: The Case of Obourg Chalk Quarry in Belgium. Appl. Sci. 2021, 11, 4913. <u>https://doi.org/10.3390/app11114913</u>

Pujades E, Jurado A, Orban P, Dassargues A, 2018. Hydrochemical changes induced by underground pump ed storage hydropower: influence of aquifer parameters in coal mine environments. Adv. Geosci., 45, 45–49, 2018, https://doi.org/10.5194/adgeo-45-45-2018

Pujades E, Poulain A, Orban P, Goderniaux P, Dassargues A, 2021. The Impact of Hydrogeological Features on the Performance of Underground Pumped- Storage Hydropower (UPSH). Appl. Sci. 2021, 11, 1760. <u>https://doi.org/10.3390/app1104176</u>

Pujades E, Willems T, Bodeux S et al., 2016. Underground pumped storage hydroelectricity using abandoned works (deep mines or open pits) and the impact on groundwater flow. Hydrogeo I J 24, 1531–1546 (2016). <u>https://doi.org/10.1007/s10040-016-1413-z</u>

Regnier G, Salinas P, Jacquemyn C, Jackson M, 2022. Numerical simulation of aquifer thermal energy storage using surface-based geologic modelling and dynamic mesh optimisation. Hydrogeology Journal (2022) 30:1179–1198, <u>https://doi.org/10.1007/s10040-022-02481-w</u>

Rousse DR, 2021. Stockage thermodynamique par air comprimé. ENR810 – Énergies renouvelables, 77 p. (consulté le 14/06/2023) <u>https://ena.etsmtl.ca/pluginfile.php/1078990/mod\_folder/content/0/01-Pr%C3%A9sentations%20%28format%20PDF%29/17.3%20Stockage%20thermodynamique%20par%20air%20comprim%C3%A9%202021-03-15%20FULL.pdf?forcedownload=1</u>

Roussel M, 2020. Vojens district heating. <u>http://solarheateurope.eu/2020/05/19/vojens-district-heating/</u> (consulté le 11/10/23).

Rundel K, 2022. Lowest cost renewable electricity on demand. ARENA Insights – Thermal Energy Storage Summit, 28 July, 2022, Australia, <u>https://www.youtube.com/watch?v=emw2FujVpeQ&t=6736s</u> (consulté le 11/10/2023).

Rutqvist J, Kim HM, Ryu DW, Synn JH, Song WK, 2012. Modeling of coupled thermodynamic and geomechanical performance of underground compressed air energy storage in lined rock caverns. Int J Rock Mech Min Sci, 52:71–81, doi:10.1016/j.ijrmms.2 012.02.010

Salmon R, 2015. Note relative à la valorisation d'anciennes mines et carrières en Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) dans le contexte de la Transition Énergétique. Note Ineris DRS-15-153745-10023A, 13 p.

Sanner B, Bartels J, 2009. Thermal energy storage in aqifers – Three decades of experience gained, and what are future prospects ? Deep Saline Aquifer for Geological Storage of CO<sub>2</sub> and Energy, Rueil-Malmaison, France, 17 April 2009: 37 p.

Saputro EA, Farid MM, 2019. Performance of a small-scale compressed air storage (CAS). Int J Energy Res. 2019; 43: 6233–6242. <u>https://doi.org/10.1002/er.4295</u>

Serratrice JF, Durville JL, 1997. Description des roches et des massifs rocheux. Exploitation de deux bases de données. Bull. des Laboratoires des Ponts et Chaussées, 211/4154, Sept.-Oct. 1997 : 73-87

SFOE, 2016. Demonstration of the Ability of Caverns for Compressed Air Storage with Thermal Energy Recuperation. Swiss Federal Office of Energy SFOE, Final Report 28.11.2016, 98 p.

Siösteen B, 1979. Underground oil storage in Sweden. Endeavour, New Series, 3/4,1979: 158-162.

Smith GC, Stottlemyre JA, Wiles LE, Loscutoff Wv, Pinvus HJ, 1978. Stability and design criteria studies for compressed air energy storage reservoirs. FY-1977 Progress Report, Pacific Northwest Laboratory, PNL-2443-UC-94b, March 1978, 215 p.

Sousa LR, Gouzhao L, Cafofo P, Sousa RL, Topa Gomes A, Dias D, Vargas Jr E, 2022. Underground pumped hydroelectric schemes: the Madeira Island case. Arabian Journal of Geosciences (2022) 15:108, <u>https://doi.org/10.1007/s12517-021-09333-z</u>

Stene J, Midttømme K, Skarphagen H, Borgnes B, 2008. Design and operation of ground-source heat pump systems for heating and cooling of non-residential buildings. International Heat Pump Conference, Zurich, Switzerland, May 2008, 9: 13 p.

Strang KD, 2017. Feasibility of a hidden renewable energy hydro power storage battery. Journal of Energy Storage 13 (2017) 164–175, <u>http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.07.001</u>

Succar S et Williams RH, 2008. Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, and Applications for Wind Power. Princeton Environmental Institute, 8 April 2008, 81 p.

Thoraval A, 2016. Stockage souterrain de l'air comprimé dans le contexte de la transition énergétique. Rapport Ineris DRS-16-149645-00148A, 53 p.

TOPSECTOR ENERGIE (2021). Réutilisation de la chaleur résiduelle industrielle VDL Castings Heerlen B.V. (en néerlandais), <u>https://projecten.topsectorenergie.nl/projecten/hergebruik-industriele-restwarmte-vdl-castings-heerlen-bv-34613</u> (Consulté le 11/10/2023).

Uddin N, Asce PEM, 2003. Preliminary design of an underground reservoir for pumped storage. Geotechnical and Geological Engineering 21: 331–355, 2003.

USEPA, 2013. Draft Greenhouse Gas Prevention of Significant Deterioration Preconstruction Permit for APEX Matagorda Energy Center, LLC Permit Number: PSD-TX-107055-GHG, January 2013, 23 p.

USEPA, 2014. Draft Greenhouse Gas Prevention of Significant Deterioration Preconstruction Permit for Chamisa CAES at Tulia, LLC Permit Number: PSD-TX-108130-GHG, February 2014, 25 p.

Van der Valk K, van Unen M, Brunner L, Groenenberg R, 2020. Inventory of risks associated with underground storage of compressed air (CAES) and hydrogen (UHS), and qualitative comparison of risks of UHS vs. underground storage of natural gas (UGS). TNO Report 2020 R12005, 30 Aug. 2020, 47 p.

Vantaan Energia Oy, 2021a. The VECTES seasonal heat storage facility. Vantaa Energy Seasonal heat storage 05/2021, 5 p.

Vantaan Energia Oy, 2021b. Stockage saisonnier de chaleur, Kuusikko, Vantaa. Rapport d'évaluation des incidences sur l'environnement. Projet n°1010154777, 303 p. (en finnois).

Visser PW, Kooi H, Stuyfzand PJ, 2015. The thermal impact of aquifer thermal energy storage (ATES) systems: a case study in the Netherlands, combining monitoring and modelling. Hydrogeology Journal (2015) 23: 507–532, DOI 10.1007/s10040-014-1224-z

Wang S, Zhang X, Yang L, Zhou Y, Wang J, 2016. Experimental study of compressed air energy storage system with thermal energy storage. Energy, 103/2016: 182-191, doi: 10.1016/j.energy.2016.02.125

Zhang N, Ma L, Wang M, Zhang Q, Li J, Fan P, 2017. Comprehensive risk evaluation of underground energy storage caverns in bedded rock salt. Journal of Loss Prevention in the Process Industries 45 (2017): 264-276, <u>http://dx.doi.org/10.1016/j.jlp.2016.10.016</u>

Zunft S, Freund S, Schlichtenmayer M, 2014. Large-scale electricity storage with Adiabatic CAES – The ADELE-ING Project. Energy Storage Conference, Paris, 19-21 November 2014, 17 p.

# 7 Annexes

Liste des annexes :

- -
- Annexe 1. Contraintes réglementaires applicables aux ATES Annexe 2. Référencement des projets et réalisations de stockage souterrain d'énergie dans le monde
Annexe 1

Contraintes réglementaires applicables aux ATES

L'analyse détaillée des contraintes réglementaires n'a pas été faite dans le cadre de cette étude car les contextes réglementaires applicables à chaque technologie de stockage diffèrent en fonction du type de risque attendu (haute pression, haute température, pollution de l'eau, mouvements de terrain...).

La seule technologie qui a commencé à être significativement réglementée concerne le stockage d'énergie thermique en aquifère (ATES), du fait du risque important de conflit d'intérêt avec les autres utilisations de l'eau souterraine, notamment l'alimentation en eau potable. Cela concerne pour l'instant des pays où cette technologie s'est largement développée (Pays-Bas, Suisse). Seules quelques références, notées lors de la lecture de documents à finalité technique, sont présentées ci-après à titre informatif.

L'utilisation du sous-sol peu profond et des aquifères présents à des fins de récupération (géothermie) ou de stockage (ATES) d'énergie thermique est en constante augmentation avec près de 3000 ATES en fonctionnement dans le monde entier et, sur le seul continent européen, plus de 1,2 millions de pompes à chaleur géothermiques sur nappe (Blum et al., 2021). Ce nombre croissant de systèmes implantés à faible profondeur ne peut qu'exercer une pression supplémentaire sur les eaux souterraines vulnérables. Jusqu'à présent, lorsqu'ils existent, les critères appropriés pour contrôler l'utilisation thermique des eaux souterraines dans les législations nationales et internationales sont souvent à un stade préliminaire. En outre, alors que la directive-cadre sur l'eau de l'Union européenne a défini en 2000 le rejet de chaleur dans les eaux souterraines comme une pollution, le refroidissement des eaux souterraines de systèmes de chauffage n'est pas encore explicitement mentionné.

Globalement, les niveaux de température sont généralement stipulés par la température d'injection maximale autorisée, définie par des directives nationales ou régionales (Fleuchaus et al., 2020). Dans la plupart des pays européens, cette température maximale varie entre 18°C et 25°C. En revanche, certaines législations nationales ont des lignes directrices plus détaillées :

- en Allemagne, les modifications préjudiciables des caractéristiques physiques, chimiques et biologiques des nappes d'eau souterraine doivent être évitées ;
- en Suisse, l'Ordonnance sur l'eau recommande que la biocénose<sup>31</sup> des eaux souterraines soit maintenue à l'état naturel ;
- au Danemark, l'Agence pour la protection de l'environnement considère que le tolyltriazole est un fluide caloporteur qui n'est pas facilement dégradable et qui est très toxique pour les organismes vivant dans l'eau (contrairement à d'autres fluides comme l'éthylhexanoïque, le 2-éthylhexanoate, l'hydroxyde de sodium de sodium ou l'éthanol) ; de ce fait, son utilisation n'est pas recommandée dans les échangeurs de chaleur des systèmes BTES ;
- aux Pays-Bas, où les systèmes ATES sont très répandus, le stockage d'eau à une température supérieure à 25 °C n'est pas autorisé et un bilan énergétique est nécessaire (Drijver et al., 2012); cela sous-entend que les systèmes HT-ATES ne peuvent être autorisés que sous couvent d'une dérogation, ce qui explique que la plupart d'entre eux sont à ce jour à l'état de projets pilotes.

En France, comme il n'y a pas de réglementation spécifique concernant le stockage de l'énergie thermique en général, et qu'il existe plusieurs technologies distinctes, chacune d'entre elles pourrait de dépendre de codes ou de réglementations différentes (AMORCE-ADEME, 2016). Les régimes réglementaires susceptibles de s'appliquer seraient ainsi les suivants :

- ATES :
  - la réalisation de forages, le prélèvement et la réinjection d'eau sont réglementés par le code de l'environnement ; ils sont soumis à déclaration ou autorisation selon les débits exploités (par rapport à un seuil de 200 000 m<sup>3</sup>/an) et la sensibilité des nappes intéressées (dans les Zones de Répartition des Eaux ou ZRE, le seuil d'autorisation est abaissé à 8 m<sup>3</sup>/h) ;
  - le stockage souterrain d'énergie thermique pourrait techniquement être assimilé, dans certaines conditions, à un « échangeur géothermique sur boucle ouverte (doublet sur nappe) » et, dans ce cas, soumis au code minier au sens de l'article L. 112-3 ; il ne peut alors être exploité qu'en vertu d'un permis d'exploitation accordé par l'autorité administrative (AMORCE-ADEME, 2016), et s'il respecte les conditions suivantes correspondant à la GMI ou Géothermie de Minime Importance : profondeur du forage inférieure à 200 m, puissance thermique maximale inférieure à 500 kW, température de

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> Ensemble des êtres vivants d'un milieu donné.

l'eau prélevée inférieure à 25°C, réinjection des eaux prélevées dans le même aquifère, différence nulle entre les volumes prélevés et réinjectés, débit prélevé inférieur à 80 m<sup>3</sup>/h;

- BTES :
  - o la réglementation liée aux forages reste soumise au code de l'environnement ;
  - le stockage correspond quant à lui à un « échangeur géothermique sur boucle fermée (sonde verticale) » auquel s'appliquent les critères de la GMI, à savoir ici : profondeur du forage inférieure à 200 m et puissance thermique maximale inférieure à 500 kW ;
- PTES : cette technologie n'est pas encore définie dans les textes de loi mais elle pourrait s'inspirer partiellement de l'arrêté du 27 août 1999 sur la création d'étangs ou de plans d'eau<sup>32</sup> (AMORCE-ADEME, 2016) ; pour rappel, ce type d'ouvrage est soumis soit à déclaration, soit à autorisation au titre de la nomenclature IOTA (installations, ouvrages, travaux et aménagements) ;
- TTES : cette technologie est soumise au régime réglementaire des ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement) en ce qui concerne les équipements sous pression et les cuves pressurisées.

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup> D'après l'ADEME, les conditions à respecter seraient les suivantes : la fosse de stockage devrait être étanche et pouvoir être vidangée, la qualité de l'eau devrait être correcte pour ne pas risquer de dégrader la qualité des eaux superficielles en cas de vidange et, en ce qui concerne la partie endiguée, celle-ci devrait notamment avoir un dispositif d'ancrage, un dispositif anti-renards sur la conduite de vidange, un fossé en pied de digue afin de récupérer les eaux de fuite éventuelles, et aucune végétation ligneuse de devrait y être maintenue (AMORCE-ADEME, 2016).

Annexe 2 :

Référencement des projets et réalisations de stockage souterrain d'énergie dans le monde

Légende : Aband. = Abandonné, Démo. = Démonstrateur, En const. = En construction, En expl. = En exploitation, Sout. = Souterrain, Semi-Sout. = Semi-
Souterrain, Puiss. = Puissance, Périod. = Périodicité du fonctionnement, PTP max. = valeurs maximales de Pression et/ou de Température et/ou de Profondeur,
Pays : nomenclature selon le code ISO 3166-2.

Pays	Ville	Projet	Dates	Etat	Туре	Filière	Puiss, (MW)	Périod. (h)	PTP max.	Référence bibliographique
JP	Sunagawa		1982	Test	CAES		2	4	80 bar, 450 m	Thoraval (2016)
AU	Eisenerz	RICAS2020		Démo.	CAES	A-CAES	5	3-6	35 bar	
СН		Stockage d'électricité par A-CAES	2015	Projet	CAES	A-CAES	100		100 bar	https://www.nfp-energie.ch/fr/dossiers/191/cards/303
СН		SCCER HaE	2017	Projet	CAES		100		100 bar	
СН		Grid-to-Grid	2017	Projet	CAES		100		100 bar	-
US	Decatur	Soyland Power Coop.	1982	Aband.	CAES		220	11	55 bar	PNL (1982)
DE		Huntorf	1978	En expl.	CAES		321	2	72 bar	Rousse DR (2021)
US	Reading	SENECA	2016	Projet	CAES		170	10-12	103 bar	NETL (2012)
GB	Larne	Projetct 1010	~2020	Aband.	CAES	D-CAES	330	6	1500-1700 m	Kenning (2016)
US		Mac Intosh	1991	En expl.	CAES		110	26	76 bar	Rousse DR (2021)
US			?		CAES	D-CAES	1200	50		Thoraval (2016)
US	Reading	NYSEG Seneca	2016	?	CAES	D-CAES	150	16	100 bar, 760 m	Thoraval (2016)
US	Norton	Akron	<2025	Aband.	CAES		2700	48		http://hydrodynamics-group.net/norton.html
DE		Fraunhofer UMSICHT	?	?	CAES	A-CAES	35	8		Thoraval (2016)
US	San Joaquin		2021	?	CAES	A-CAES	300	10		Thoraval (2016)
СН	Loderio		?	?	CAES	A-CAES			100 bar	Thoraval (2016)
US			?	?	CAES	D-CAES	>100		900 m	Thoraval (2016)
GB	Larne	Gaelectric SONI	2020	?	CAES	D-CAES	268-330	6-8	700-1500 m	Kenning (2016)
DE	Braunschweig	Université	?	?	CAES		1622	24		Thoraval (2016)
US	Gaines	General Compression	2014	?	CAES		2	16		Thoraval (2016)
US	Bakersfield	Pacific Gas and Electric Company		Aband.	CAES	A-CAES	300	10		Rousse DR (2021)
US	Des Moines		?	Aband.	CAES	D-CAES	270		83 bar, 900 m	Thoraval (2016)
US	Sacramento	SMUD	2012	Aband.	CAES		15-50			Budt et al. (2016)
US	Sacramento	SMUD	2012	Aband.	CAES		135			Budt et al. (2016)
CA		Toronto Island Energy Storage Facility	2015	Démo.	CAES	A-CAES				https://www.hydrostor.ca/toronto-a-caes-facility/
US	Tennessee Colony	Bethel Energy Center project,	2022	En const,	CAES	CAES 2G	324			Rousse DR (2021)
CA	Goderich	Goderich A-CAES Facility	2019	En expl.	CAES	A-CAES	2			https://www.hydrostor.ca/goderich-a-caes-facility/

Pays	Ville	Projet	Dates	Etat	Туре	Filière	Puiss, (MW)	Périod. (h)	PTP max.	Référence bibliographique
DE		ADELE	2018	Projet	CAES	A-CAES	200	4-8	65 bar	Thoraval (2016)
AU	Broken Hill	Silver City	2025	Projet	CAES	A-CAES	200	8		https://www.silvercityenergystorage.com/
US	Morro Bay	Pecho	2027	Projet	CAES	A-CAES	400	8		https://www.hydrostor.ca/pecho-energy-storage-center/
US	Kern	Gem Energy Storage Center	2026	Projet	CAES	A-CAES	500	8		https://www.hydrostor.ca/gem-energy-storage-center/
US		Earth Battery	2017	Projet	CAES	CAES		12		Casonhua (2018)
US		NYPA	2012	Projet	CAES		300			kou (2012)
US	Des Moines	Iowa Stored Energy Park	2015	Projet	CAES		270			Evans et al. (2018)
СН	Biasca	ALACAES	2016	Démo.	CAES	A-CAES	100	18		https://www.nfp-energie.ch/fr/projects/umbrella/109/
NO	Tajford		~1980	Test	CAES	D-CAES			77 bar, 440 m	Thoraval (2016)
US		NPPD	2019	Test	CAES		100-300		70 bar	Lincoln Journal Star (2012)
US	Dallas	Bethel Energy Center			CAES					Budt et al. (2016)
US	Houston	Matagorda Energy Center			CAES					Budt et al. (2016)
US	King Island	King Island			CAES		300	10		DOE (2013), Budt et al. (2016)
US	Boston	General Compression	2014	En expl.	CAES	I-CAES	2	16		Rousse DR (2021)
GB	Dinorwig		>1984	En expl.	UPHS	S-sout.	1800	6		Strang (2017)
GB	Glyn Rhonwy		>2013	En expl.	UPHS	S-sout.	50			Strang (2017)
FI	Pyhäsalmi	Pyhäsalmi ine		Projet	UPHS	S-sout.	75	8		IFPSH (2021)
AU	Bendigo	Bendigo	2018	Projet	UPHS	S-sout.	30	6		Gorr (2023)
ES	Lieres	Lieres		Projet	UPHS	S-sout.	40	8	540 m	Álvarez et al. (2021)
BE	Martelange	Martelange		Projet	UPHS	S-sout.		4		Kitsikoudis et al. (2020)
DE	Bottrop	Prosper-Haniel		Projet	UPHS	Sout.	200-350	4	1200 m	Montero et al. (2016)
DK	Sonderborg	ForskEL EM-UPHS		Concept	UPHS	Sout.	30	8	5 bar	Olsen et al; (2015)
NL	Geverik	O-PAC	>1980	En projet	UPHS	S-sout.	1400		1400 m	Kramer et al. (2020)
US	Mineville	Moriah Hydro Corporation		Projet	UPHS	Sout.	260	6		Strang (2017)
US		Summit County		Projet	UPHS					Uddin & Asce (2003)
ZA		Ingula		En expl.	UPHS	S-sout.	1332			Strang (2017)
US	Oroville	Système de secours	>1969	En expl.	UPHS	S-sout.	114			Strang (2017)
US	Elbert	Elbert Mountain	>1981	En expl.	UPHS	S-sout.	2400			Strang (2017)
US	Northfield	Northfield Mountain		En expl.	UPHS	S-sout.	1080			Strang (2017)

Pays	Ville	Projet	Dates	Etat	Туре	Filière	Puiss, (MW)	Périod. (h)	PTP max.	Référence bibliographique
CA		Western Canadian Sedimentary Basin		Projet	UPHS	S-sout.				https://www.quidnetenergy.com/projects/alberta/
US	Elmhurst	Elmhurst Quarry Pumped Storage Project		Projet	UPHS	S-sout.	250			Sub-Surface Pumped Hydroelectric Energy Storage   ESA
US	Wisacasset	Riverbank Wisacasset Energy Center		Projet	UPHS	S-sout.	1000			Sub-Surface Pumped Hydroelectric Energy Storage   ESA
US		Gravity Power Module (GPM)		Projet	UPHS	S-sout.				Sub-Surface Pumped Hydroelectric Energy Storage   ESA
US	Fort Worth, San Antonio	Fort Worth, San Antonio		Projet	UPHS	S-sout.				https://www.quidnetenergy.com/projects/texas/
US		Appalachian Ohio		Projet	UPHS	S-sout.				https://www.quidnetenergy.com/projects/ohio/
US		Appalachian Basin		Projet	UPHS	S-sout.				https://www.quidnetenergy.com/projects/new-york/
US		San Joaquin Basin		Projet	UPHS	S-sout.				https://www.quidnetenergy.com/projects/california/
US		Swan lake		Projet	UPHS	S-sout.	393	9		IFPSH (2021)
US		Eagle Mountain		Projet	UPHS	S-sout.	1300	10		IFPSH (2021)
US		Tazewell		Projet	UPHS	S-sout.	850	10		IFPSH (2021)
US		Goldendale		Projet	UPHS	S-sout.	1200	12,3		IFPSH (2021)
US		Granite Falls		Projet	UPHS	S-sout.	666	12		IFPSH (2021)
SE	Lilla Båtskär			Projet	UPHS	S-sout.	2			Liljegren (2021)
NL	Heerlen	Hergebruik industriële restwarmte VDL			UPHS	Sout.				TOPSECTOR ENERGIE (2021)
FR	Campuget	Serre	1977	Aband.	UTES	ATES			33°C, 11 m	Heatstore (2021)
IT	Capua	Doublet de forages expérimental	1991	Aband.	UTES	ATES			40°C, 42 m	Heatstore (2021)
CA	Près de vancouver	PacificAgricultural Research Centre Agassiz	2003	Aband.	UTES	ATES			60 m	Heatstore (2021)
FR	Montreuil-sous-Bois	Immeubles de bureaux	1982	Aband.	UTES	ATES	4,4		65 m	Heatstore (2021)
DE	Steinfurt	Steinfurt-Borghorst	1998	En expl.	UTES	PTES		Saison	80°C	HeatStore deliverables D1.1, Solites
DE	Hannover	Hannover-Kronsberg	2000	En expl.	UTES	TTES		Saison	95°C	HeatStore deliverables D1.1, Solites
DE	Eggenstein	Eggenstein-Leopoldshafen	2008	En expl.	UTES	PTES		Saison	80°C	HeatStore deliverables D1.1, Solites
DE	Bochum	Bochum		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
AT	Wels	Wels		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
СН				En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DE	München	München Ackermannbogen	2007	En expl.	UTES	TTES		Saison	95°C	HeatStore deliverables D1.1, Solites
DE	Saarbrück	Saarbrück		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
IT	Bozen	Bozen		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DE	Attenkirchen	Attenkirchen	2002		UTES	TTES				HeatStore deliverables D1.1, Solites

Pays	Ville	Projet	Dates	Etat	Туре	Filière	Puiss, (MW)	Périod. (h)	PTP max.	Référence bibliographique
DK	Marstal	Marstal 1	2003	Aband.	UTES	PTES		Jour		
FI	Kerava	Kerava	1985		UTES	BTES			49°C	HeatStore deliverables D1.1,
DE	Gaisburg	Gaisburg		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DE	Friedrichshafen	Friedrichshafen	1996	En expl.	UTES	TTES		Saison	95°C	HeatStore deliverables D1.1, Solites
DE	Jena	Jena		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
PL	Torun	Torun		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
NL		NIOO	2011	En expl.	UTES	HT-ATES			45°C	HeatStore deliverables D1.1 Appendix II
CN	Langkazi	Tibet Langkazi	2018	En expl.	UTES	PTES		Semaine		
SE	Avesta	Avesta	1982		UTES	CTES			115°C	Gombert (2015)
BE	Mol	Mol	2002	En expl.	UTES	BTES			70°C	Desmedt et al. (2006)
СН	Küssnacht	Küssnacht		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DK	Braedstrup	Braedstrup	2012	En expl.	UTES	BTES			80°C, 45 m	HeatStore deliverables D1.1,D1.4, D2.1, D2.3
DE	Heidelberg	Heidelberg		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DE	Rostock	Rostock	2000	En expl.	UTES	HT-ATES		Saison	50°C	
DK	Copenhague	Copenhague	2025	Annoncé	UTES	TTES	200	Jour	120°C	
NL	Groningen	Groningen	1985		UTES	BTES				HeatStore deliverables D1.1,
NL	Diemen	Diemen		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
AT	Salzburg	Salzburg Nord		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
СН				En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DE	Nürnberg	Nürnberg		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
AU	Carwarp,	Carwarp, Victoria	2022	En const,	UTES	PTES			90°C	Rundel (2022)
CA	Okotoks	Drake Landing Solar Community (Okotoks)	2007	En expl.	UTES	BTES			80°C, 35 m	Kallesøe et Vangkilde-Pedersen (2019)
DE	Düsseldorf	Düsseldorf		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
AT	Linz	Linz		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DE	Crailsheim	Crailsheim	2008	En expl.	UTES	BTES		Saison	90°C, 55 mNeckar	HeatStore deliverables D1.1,
DE	Kiel	Kiel		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DE	Leipzig	Leipzig		En expl.	UTES	TTES				Bilfinger brochure
DE	Duisburg	Duisburg		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure
DE	Meldorf	Meldorf	2022	En const,	UTES	PTES		Saison		
DE	Mannheim	Mannheim		En expl.	UTES	TTES		Jour		Bilfinger brochure

Pays	Ville	Projet	Dates	Etat	Туре	Filière	Puiss, (MW)	Périod. (h)	PTP max.	Référence bibliographique
DE	Rostock	Rostock	2022	En expl.	UTES	TTES			98°C	Solites, https://www.swrag.de/speicher
DE	Berlin	Berlin	2023	En const,	UTES	TTES	200	Jour		Presentation made at T39 EM5 in Aalborg in September 2022
DK	Dronninglund	Dronninglund	2013	En expl.	UTES	PTES	27	Saison	90°C	HeatStore deliverables D1.1
DE	Neckarsulm	Neckarsulm	1997	En expl.	UTES	BTES		Saison	75°C, 30 m	HeatStore deliverables D1.1,
DK	Silkeborg	Silkeborg		En expl.	UTES	TTES		Heure/J.		
DK	Høje Taastrup	Høje Taastrup	2023	En const,	UTES	PTES	30	Semaine	95°C	PlanEnergi, DTU, Flex-TES project
DK	Marstal	Marstal 2	2012	En expl.	UTES	PTES	10,5	Saison	90°C	HeatStore deliverables D1.1
DK	Tøftlund	Tøftlund	2017	En expl.	UTES	PTES	22	Saison	90°C	Rambøll, Danish HEATSTORE Theme Day (2021)
DK	Toftlund	Toftlund	2017	En expl.	UTES	PTES				Bourdoncle (2020)
SE	Lyckebo	Lyckebo	1983		UTES	CTES			90°C	Gombert (2015)
FR		BTESmart	2021	En expl.	UTES	BTES		Saison		HeatStore deliverables D1.1, D1.4
DK	Gram	Gram	2014	En expl.	UTES	PTES	30	Saison	90°C	HeatStore deliverables D1.1
SE	Oxelösund	Oxelösund			UTES	CTES			100°C	Gombert (2015)
DK	Vojens	Vojens	2015	En expl.	UTES	PTES	38,5	Saison	90°C	Roussel M, 2020
SE	Emmaboda	Emmaboda	2010		UTES	BTES		Saison	60°C, 149 m	HeatStore deliverables D1.1,
СН	Lucerne	Root Lucerne	2003		UTES	BTES				HeatStore deliverables D1.1,
NL	Middenmeer	Middenmeer, ECW Energy	2021	En expl.	UTES	HT-ATES	10			HeatStore deliverables D1.1
FI	Vantaa	VECTES		En projet	UTES	CTES	90 000		150°C, 80-90 m	Vantaan Energia, 2021a, 2021b
DE	Neubrandenburg	Neubrandenburger	2004	En expl.	UTES	HT-ATES	4-12	Saison	80°C, 1200 m	Cerema (2021)
FR	Montreuil-sous-Bois	Montreuil-sous-Bois	1982	Aband.	UTES	ATES	4,4			BRGM Report RP-55481-FR
NL	Utrecht	Campus "De Uithof" of Utrecht University	1991	Aband.	UTES	ATES	6		90°C	Sanner et Bartels (2009)
NL	Hooge Burch	Hooge Burch Hospital (near Gouda)	1998	Aband.	UTES	ATES	0,95		90°C	Sanner et Bartels (2009)
DK	Hørsholm	Hørsholm	1982	Aband.	UTES	HT-ATES				
US	Aubum	Aubum University	1976	Aband.	UTES	HT-ATES		Saison		HeatStore deliverables D1.1
US	St. Paul	University of Minnesota, St. Paul	1987	Aband.	UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1,
FR	Plaisir Thiverval-Grignon	Plaisir Thiverval-Grignon	1991	Aband.	UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1,
NL	Utrecht	Utrecht University	1991	Aband.	UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1
NL	Zwammerdam	Hooge Burch, Zwammerdam near Gouda	1999	Aband.	UTES	HT-ATES				
СН	Lausanne	SPEOS, Lausanne-Dorigny	1982	Aband.	UTES	HT-ATES				
NL	Duiven	Duiven		Annoncé	UTES	HT-ATES		Saison		

Ineris - 213620 - 2767662 - v1.0

Pays	Ville	Projet	Dates	Etat	Туре	Filière	Puiss, (MW)	Périod. (h)	PTP max.	Référence bibliographique
NL	Brielle	GEOMEC-4P, Brielle		Annoncé	UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1 Appendix II
DK	Roskilde	Roskilde		Annoncé	UTES	PTES		Saison		
DK	Odense	Odense		Annoncé	UTES	PTES		Semaine		
СН	Berne	Berne		En const,	UTES	HT-ATES		Saison		HeatStore deliverables D1.1,
DE	Zwickau	Université de Saxe occidentale		En projet	UTES	MTES			26°C, 625 m	Heatstore (2021)
CZ	Ostrava	Jeremenko	>2019	En projet	UTES	MTES	0,6			Pawera (2019)
DE	Berlin	Reichstag (Berlin)	2000	En expl.	UTES	ATES	1,95		70°C	Kabus et Seibt (2000)
BE	Brasschaat	Hopital	2000	En expl.	UTES	ATES	2700- 3400			Bourdoncle (2020)
DK	Copenhague	Siège de Widex	2010	En expl.	UTES	ATES				Bourdoncle (2020)
FR	Bordeaux	ENSEGID		En expl.	UTES	ATES			25°C, 70 m	Godinaud et al. (2023)
NL	Eindhoven	Université	2002	En expl.	UTES	ATES	25-33 000			Bourdoncle (2020)
GB	Londres	Résidence de Riverlight	2013	En expl.	UTES	ATES	1400			Bourdoncle (2020)
SE	Stockholm	Aéroport	2009	En expl.	UTES	ATES	20 000			Bourdoncle (2020)
BE	Zoerle-Parwijs	Zoerle-Parwijs	2004	En expl.	UTES	BTES	0,045			Desmedt et al. (2006)
BE	Roeselare	Roeselare	2003	En expl.	UTES	BTES	0,025			Desmedt et al. (2006)
BE	Welkenradt	Welkenradt	2003	En expl.	UTES	BTES	0,025			Desmedt et al. (2006)
DE	Berlin	Berlin-Reichstag	2004	En expl.	UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1,
NL	Koppert-Cress	Koppert-Cress	2017	En expl.	UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1 Appendix II
СН		Geo-01		En expl.	UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1,
DE	Bochum	IEG Colliery, Bochum	2021	En expl.	UTES	MTES	0,03			HeatStore deliverables D1.1, D1.4
DE	Essen	Zeche Zollverein		En expl.	UTES	MTES			28°C	Heatstore (2021)
DE	Bochum	Mine Robert Müser		En expl.	UTES	MTES			20°C, 570 m	Heatstore (2021)
DE	1	Utilisation thermique d'eau de mine		En expl.	UTES	MTES				Heatstore (2021)
DE	2	Utilisation thermique d'eau de mine		En expl.	UTES	MTES				Heatstore (2021)
DE	3	Utilisation thermique d'eau de mine		En expl.	UTES	MTES				Heatstore (2021)
DE	4	Utilisation thermique d'eau de mine		En expl.	UTES	MTES				Heatstore (2021)
DE	5	Utilisation thermique d'eau de mine		En expl.	UTES	MTES				Heatstore (2021)
DE	6	Utilisation thermique d'eau de mine		En expl.	UTES	MTES				Heatstore (2021)

Pays	Ville	Projet	Dates	Etat	Туре	Filière	Puiss, (MW)	Périod. (h)	PTP max.	Référence bibliographique
DE	7	Utilisation thermique d'eau de mine		En expl.	UTES	MTES				Heatstore (2021)
NL	Heerlen	Mijnwater		En expl.	UTES	MTES				Heatstore (2021)
BE	Leuwen	Leuwen	1998		UTES	ATES	1			Desmedt et al. (2006)
BE	Brasschaat	Brasschaat	2002		UTES	ATES	1			Desmedt et al. (2006)
BE	Malle	Malle	2002		UTES	ATES	0,6			Desmedt et al. (2006)
BE	Geel	Geel	2003		UTES	ATES	0,5			Desmedt et al. (2006)
BE	Geel	Geel	2002		UTES	ATES	1,05			Desmedt et al. (2006)
BE	Meer	Meer	2005		UTES	ATES	0,8			Desmedt et al. (2006)
BE	Mol	Mol	2001		UTES	ATES	0,6			Desmedt et al. (2006)
BE	Turnhout	Turnhout	2003		UTES	ATES	0,69			Desmedt et al. (2006)
BE	Overpelt	Overpelt	2005		UTES	ATES	1,5			Desmedt et al. (2006)
BE		ETAP demo project	2003		UTES	ATES	0,57		13°C	Hoes et al. (2006)
BE	Anvers	Clinics of Northern Antwerp (KLINA)	2002		UTES	ATES	1,2			Hoes et al. (2006)
BE	St-Dimpna	Public hospital St-Dimpna	2003		UTES	ATES	0,4			Hoes et al. (2006)
DK	Bjerringbro	Bjerringbro, DK			UTES	ATES		Saison		
US	Saint Paul	Saint Paul, Minnesota University			UTES	ATES			118°C	Kallesøe et Vangkilde-Pedersen (2019)
NO	Oslo	Oslo International Airport	1998		UTES	ATES	8			Midtomme et al. (2008)
NO	Seljord	Seljord lysfabrikk	1987		UTES	ATES				Midtomme et al. (2008)
NO	Drammen	Papirbredden building (Drammen)	2007		UTES	ATES	0,65			Stene et al. (2008)
NL		AIT Feasability study			UTES	ATES		Saison		
TR	Adana	Adana Hospital	2000		UTES	ATES	3,5		40°C	Paksoy et al. (2000)
DE	Ulm	Ulm			UTES	BTES				
BE	Vlezenbeek	Vlezenbeek	2003		UTES	BTES	0,5			Desmedt et al. (2006)
BE	Leuven	Leuven	2004		UTES	BTES	0,466			Desmedt et al. (2006)
BE	Halle	Halle	2005		UTES	BTES	0,564			Desmedt et al. (2006)
BE	Oostende	Oostende	2005		UTES	BTES	0,65			Desmedt et al. (2006)
BE	Melle	Melle	2005		UTES	BTES	0,5			Desmedt et al. (2006)
NO	Sentermenigheten	Sentermenigheten (Asker)	2000		UTES	BTES				Midtomme et al. (2008)
NO	Falstadsenteret	Falstadsenteret	1998		UTES	BTES	0,13			Midtomme et al. (2008)

2

Pays	Ville	Projet	Dates	Etat	Туре	Filière	Puiss, (MW)	Périod. (h)	PTP max.	Référence bibliographique
NO	Alkershus	Alkershus University hospital	2007		UTES	BTES	8		75°C	Stene et al. (2008)
SE	Luleå	Luleå	1983		UTES	BTES		Saison	82°C, 65 m	HeatStore deliverables D1.1,
SE	Anneberg	Anneberg	2002		UTES	BTES		Saison	60°C, 65 m	HeatStore deliverables D1.1,
СН	Wollerau	Wollerau	1998		UTES	BTES		Saison		HeatStore deliverables D1.1,
СН	Suurstoffi	Suurstoffi	2012		UTES	BTES			25°C	HeatStore deliverables D1.1,
СН	Oberfeld	Oberfeld	2012		UTES	BTES				HeatStore deliverables D1.1,
СН	Blatten Belalp	Blatten Belalp	2014		UTES	BTES			60°C	HeatStore deliverables D1.1,
CZ	Paskov	Paskov	2011		UTES	BTES			97°C	HeatStore deliverables D1.1,
NL	Bunnik	Office complex, Bunnik	1985		UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1 Appendix II
NL	Eindhoven	Heuvelgalerie Shopping Mall Eindhoven	1992		UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1 Appendix II
NL	Harderwijk	Dolfinarium Harderwijk	1997		UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1 Appendix II
NL	Haarlem	2 MW, Haarlem	2002		UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1 Appendix II
NL	Steenbergen	Van Duin, Steenbergen	2016		UTES	HT-ATES				HeatStore deliverables D1.1 Appendix II
DK	Aalborg	Aalborg			UTES	TTES		Semaine		
IT	Florence	Florence			UTES	TTES		Saison		
NL		Ecovat (prototype)			UTES	TTES		Semaine		
FR	Cadaujac	SES-SETIS	2021	En expl.	UTES	BTES	0,3	Saison	90°C, 32 m	Gauthier (2023)
FR	France	C2SES		Projet.	UTES	BTES	~30	Saison	150°C, 1000 m	Gauthier (2023)



